

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
RUDARSKO-GEOLOŠKO-NAFTNI FAKULTET
Diplomski studij naftnog rudarstva

**PROIZVODNO OPREMANJE BUŠOTINA
NA NAFTNOM POLJU IVANIĆ
U OKVIRU EOR PROJEKTA**

Diplomski rad

Duje Bakarić

N-231

Zagreb, 2018.

Zahvaljujem se dr.sc. Vladislavu Brkiću na pomoći pri izradi rada, tvrtki INA d.d. na ustupljenim materijalima, posebno gospodi Eduardu Kršu i Karlu Petroviću. Također, hvala mojoj obitelji i djevojci na potpori tijekom studiranja kao i svim kolegama i profesorima na lijepim uspomenama.

PROIZVODNO OPREMANJE BUŠOTINA NA NAFTNOM POLJU IVANIĆ U
OKVIRU EOR PROJEKTA

DUJE BAKARIĆ

Diplomski rad izrađen: Sveučilište u Zagrebu
Rudarsko-geološko-naftni fakultet
Zavod za naftno inženjerstvo
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Sažetak

Zbog starenja i visoke razine iscrpljenosti naftnih ležišta u Republici Hrvatskoj, tercijarne metode pridobivanja postaju sve značajnije. Prvi takav projekt realiziran je na naftnom polju Ivanić čiji koncesionar je hrvatska naftna kompanija INA d.d.. Ovaj diplomski rad se sastoji od kratkog pregleda rada polja Ivanić kroz povijest i opisa EOR projekta, analize uzroka i učestalosti remonata bušotinske opreme, opisa korozije uzrokovane povećanom koncentracijom otopljenog ugljikovog dioksida i načina sprječavanja pojave štetnih učinaka iste. Naposljetku, nabrojene su moguće prilagodbe proizvodne opreme bušotinskim uvjetima koje bi imale pozitivan učinak na smanjenje broja remonata i povećale proizvodnu učinkovitost bušotina naftnog polja Ivanić.

Ključne riječi: EOR, proizvodno polje Ivanić, WAG, korozija, dozacijevljenje, remontni radovi

Diplomski rad sadrži: 55 stranica, 1 tablicu, 27 slika i 21 referencu.

Jezik izvornika: hrvatski

Diplomski rad pohranjen: Knjižnica Rudarsko-geološko-naftnog fakulteta
Pierottijeva 6, Zagreb

Mentor: Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF-a

Ocjenjivači: Dr. sc. Vladislav Brkić, docent RGNF-a
Dr. sc. Borivoje Pašić, docent RGNF-a
Dr. sc. Domagoj Vulin, izvanredni profesor RGNF-a

Datum obrane: 22. veljače 2018., Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Sveučilište u Zagrebu

PRODUCTION COMPLETION OF WELLS AT THE IVANIĆ OIL FIELD WITHIN
EOR PROJECT

DUJE BAKARIĆ

Thesis completed at: University of Zagreb
Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering
Department of Petroleum Engineering
Pierottijeva 6, 10 000 Zagreb

Abstract

Tertiary methods of oil recovery are becoming ever more important in the Republic of Croatia because of high depletion and maturity of oil fields. The first EOR project in Croatia was implemented at the Ivanić oil field by the Croatian oil company INA d.d.. This thesis consists of a review of the production history of the Ivanić oil field, description of the EOR project, analysis of causes and frequency of workovers, review of corrosion caused by increased concentration of dissolved CO₂ and ways to prevent its damaging effects. Finally, possible adjustments of the production equipment regarding the conditions in the well are reviewed. Those adjustments would have positive effects on the production efficiency of the production wells and lead to a decrease in the number of workovers.

Keywords: EOR, Ivanić production field, WAG, corrosion, workovers

Thesis contains: 55 pages, 1 table, 27 figures and 21 reference

Original in: Croatian

Thesis deposited at: The Library of Faculty of Mining, Geology and Petroleum
Engineering,
Pierottijeva 6, Zagreb

Supervisor: Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD

Reviewers: Assistant Professor Vladislav Brkić, PhD

Assistant Professor Borivoje Pašić, PhD

Associate Professor Domagoj Vulin, PhD

Date of defense: February 22, 2018, Faculty of Mining, Geology and Petroleum
Engineering, University of Zagreb

SADRŽAJ

POPIS SLIKA	I
POPIS TABLICA	III
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I ODGOVARAJUĆIH SI JEDINICA	IV
1. UVOD	1
2. NAFTNO POLJE IVANIĆ	2
2.1. Zemljopisni položaj	2
2.2. Povijest polja Ivanić	3
2.3. Geološki opis polja.....	3
2.4. Povijest pridobivanja nafte na naftnom polju Ivanić	5
2.5. EOR metoda na proizvodnom polju Ivanić	7
3. ANALIZA UZROKA I POSLJEDICA UČESTALOSTI REMONTNIH RADOVA NA NAFTNOM POLJU IVANIĆ U OKVIRU EOR PROJEKTA.....	10
3.1. Mjesto, tip i uzrok remonata	10
3.2. Pridobivanje nafte na bušotinama koje su bile u remontu	12
4. KONTROLA STVARANJA KOROZIJE, KAMENCA I PARAFINA	15
4.1. Korozija	15
4.1.1. Mehanizmi korozijske.....	15
4.1.2. Pukotinska i jamičasta korozija	17
4.1.3. Utjecaj sumporovodika na korozijsku.....	17
4.1.4. Utjecaj ugljikovog dioksida na korozijsku.....	18
4.1.5. Izbor materijala.....	19
4.1.6. Inhibitori korozijske	20
4.1.7. Korozija na polju Ivanić	20
4.1.8. Povremeno („šaržno“) inhibiranje	21
4.1.9. Laboratorijska ispitivanja	22
4.1.9.1. Gravimetrijska ispitivanja učinkovitosti inhibitora korozijske	22

4.1.9.2. Elektrokemijska ispitivanja učinkovitosti inhibitora korozije.....	23
4.1.10. Terenska ispitivanja inhibitora korozije	24
4.1.11. Kontinuirano inhibiranje	25
4.1.12. Laboratorijska analiza.....	25
4.1.13. Kontrola korozije za bušotine s uronjenom centrifugalnom sisaljkom i plinskim liftom.....	26
4.2. Taloženje kamenca	27
4.2.1. Problem kamenca na polju Ivanić	28
4.3. Taloženje parafina.....	28
4.3.1. Problem taloženja parafina na polju Ivanić	29
5. OPREMANJE EKSPLOATACIJSKIH BUŠOTINA	31
5.1. Odabir podzemne opreme za opremanje eksploatacijske bušotine.....	31
5.1.1. Odabir optimalnog promjera tubinga	32
5.1.2. Davanje bušotine – radna točka sustava	33
5.1.3. Sastav dubinske proizvodne opreme	33
5.1.4. Mehanička naprezanja u tubingu.....	33
5.1.5. Promjena duljine niza tubinga	34
5.1.6. Uvjeti u bušotini	38
5.2. Opremanje tipske eksploatacijske bušotine koja pridobiva ugljikovodike pomoću usadne dubinske sisaljke s klipnim šipkama na polju Ivanić	38
5.2.1. Predložene preinake podzemne opreme	39
5.2.1.1. Opremanje u području ležišta	39
5.2.1.2. Opremanje do ušća bušotine.....	43
5.2.1.3. Opremanje ušća bušotine.....	45
5.3. Proizvodno opremanje tipske bušotine koja proizvodi pomoću uronjene centrifugalne sisaljke.....	45
5.3.1. Predložene preinake podzemne opreme	45
5.3.1.1. Opremanje u području ležišta	46

5.3.1.2. Opremanje do ušća bušotine	46
5.3.1.3. Opremanje ušća bušotine	48
5.4...Proizvodno opremanje tipske bušotine koja će proizvoditi pomoću plinskog lifta	49
5.4.1. Predložene preinake podzemne oprema	49
5.4.1.1. Opremanje u području ležišta	49
5.4.1.2. Opremanje do ušća bušotine	49
5.4.1.3. Opremanje ušća bušotine	52
6. ZAKLJUČAK.....	53
7. LITERATURA.....	54

POPIS SLIKA

Slika 1-1. Pridobivanje nafte od 1950. godine i prognoza do 2100. godine	1
Slika 2-1. Granice naftnog polja Ivanić.....	2
Slika 2-2. Karta po krovini intervala gama ₃	5
Slika 2-3. Mreža bušotina u sekundarnoj fazi razrade polja Ivanić.....	7
Slika 2-4. Naizmjenično utiskivanje CO ₂ i vode.....	8
Slika 3-1. Broj tekućih remonata opreme (TRO) u odnosu na broj proizvodnih bušotina po godinama	10
Slika 3-2. Mjesta oštećenja proizvodne opreme.....	11
Slika 3-3. Broj remonata u odnosu na davanje bušotina	12
Slika 3-4. Broj remonata po pojedinim bušotinama od 2011. do 2015. godine	13
Slika 3-5. Godišnji broj remonata po bušotini kroz promatrani period.....	14
Slika 4-1. Elektrokemijski članak.....	16
Slika 4-2. Korozija na čeličnoj površini	16
Slika 4-3. Jamičasta korozija	17
Slika 4-4. Usporedba korozivnosti 3 najčešća plina u vodenim otopinama.....	19
Slika 4-5. Proizvodni niz cijevi oštećen djelovanjem korozije	21
Slika 4-6. Izgled metalnog kupona nakon 7 dana ispitivanja.....	22
Slika 4-7. Kuponi uronjeni u otopinu bakrova sulfida nakon 8 dana ispitivanja	23
Slika 4-8. Kuponi uronjeni u otopinu bakrova sulfida nakon 8 dana ispitivanja	23
Slika 4-9. Metalni kupon na vrhu eksploatacijske bušotine	24
Slika 4-10. Izgled metalnog kupona s proizvodne bušotine nakon 13 dana.....	25
Slika 4-11. Taloženje kamenca u metalnoj cijevi.....	28
Slika 4-12. Taloženje parafina unutar tubinga.....	29
Slika 5-1. Tipska oprema u području ležišta za bušotine s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi	42
Slika 5-2. Tipska oprema u području od proizvodnog pakera do ušća s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi. 44	
Slika 5-3. Tipska oprema u području od proizvodnog paker do ušća s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi za bušotine s centrifugalnom sisaljkom	47

Slika 5-4. Ušće bušotine koja proizvodi pomoću centrifugalne sisaljke s dozacijevljenom kolonom zaštitnih cijevi do ušća	48
Slika 5-5. Tipska oprema u području od proizvodnog paker do ušća s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi za bušotine s plinskim podizanjem	51

POPIS TABLICA

Tablica 3-1. Preporuke za odabir načina umjetnog podizanja fluida	12
---	----

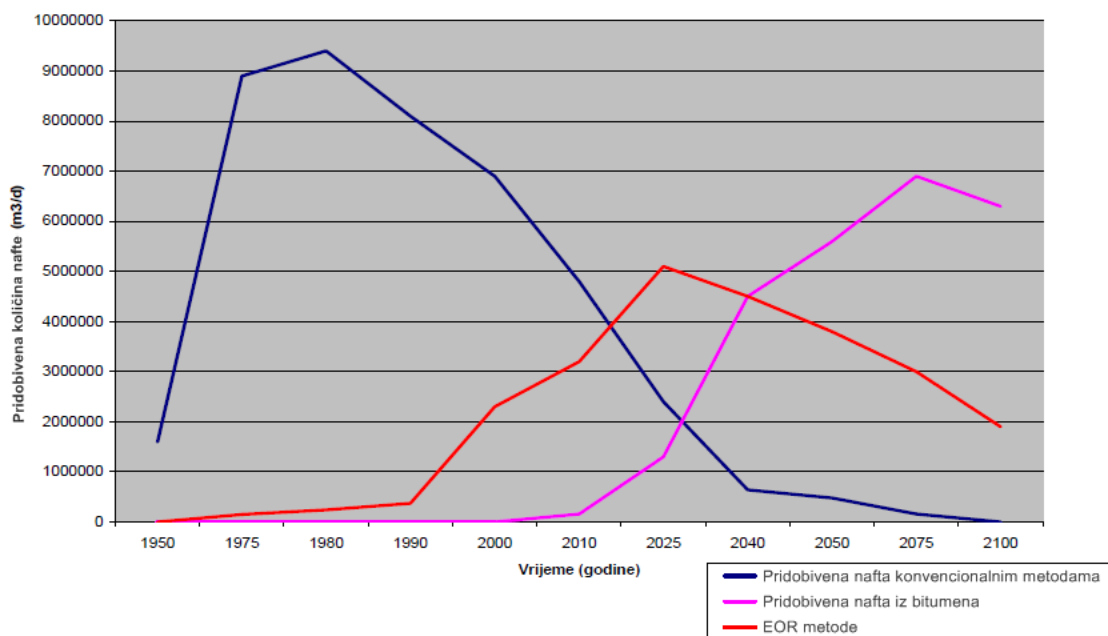
POPIS KORIŠTENIH OZNAKA I ODGOVARAJUĆIH SI JEDINICA

Oznaka	Jedinica	Opis
A_i	m^2	površina određena unutarnjim promjerom cijevi
A_o	m^2	površina određena vanjskim promjerom cijevi
A_p	m^2	površina definirana promjerom otvora pakera ili unutarnjim promjerom bušotine ovisno o vezi između tubinga i paker
A_s	m^2	površina presjeka cijevi tubinga
DUS	-	dubinska sisaljka
E	Pa	Youngov modul elastičnosti
ESP	-	engl . <i>Electric Submersible Pump</i>
F_a	N	stvarna sila
F_s	N	sila nasjedanja
F_f	N	fiktivna sila
g	m/s^2	gravitacija
JI	-	jugoistok
JJI	-	jug-jugoistok
L_t	m	duljina tubinga
OPEX	kn/m^3	operativni troškovi
R	m	zračnost između tubinga i zaštitnih cijevi
r_r	-	omjer vanjskog i unutarnjeg promjera tubinga
SSZ	-	sjever-sjeveroistok
SZ	-	sjeverozapad
T_{ff}	$^{\circ}C$	temperatura dna bušotine u konačnim uvjetima promjene temperature
T_{fi}	$^{\circ}C$	temperatura dna bušotine u početnim uvjetima promjene temperature
TRO	-	tekući remont opreme
TOE	-	tona ekvivalentne nafte
t_{uf}	$^{\circ}C$	temperatura ušća bušotine u konačnim uvjetima promjene temperature
t_{ui}	$^{\circ}C$	temperatura ušća bušotine u početnim uvjetima promjene temperature

w'_f	N/m	težina niza po jedinici duljine
ΔL_u	m	ukupna promjena duljine tubinga
ΔL_1	m	promjena duljine tubinga zbog klipnog efekta
ΔL_2	m	promjena duljine tubinga zbog izvijanja
ΔL_3	m	promjena duljine tubinga zbog napuhavanja ili sažimanja
ΔL_4	m	promjena duljine tubinga zbog promjene temperature
ΔL_5	m	ukupna promjena duljine niza zbog početnog nasjedanja
Δp_{ip}	Pa	promjena tlaka u tubingu na razini pakera
Δp_{iu}	Pa	promjena srednjeg tlaka u tubingu na ušću bušotine
Δp_{op}	Pa	promjena tlaka izvan tubinga na razini pakera
Δp_{ou}	Pa	promjena srednjeg tlaka izvan tubingu na ušću bušotine
Δt	°C	srednja promjena temperature
$\Delta \rho_i$	kg/m ³	promjena gustoće fluida u tubingu
$\Delta \rho_o$	kg/m ³	promjena gustoće fluida u prstenastom prostoru
β_t	°C ⁻¹	linearni koeficijent toplinskog istezanja za čelik
δ_p	Pa/m	promjena tlaka zbog trenja u tubingu po jedinici duljine
ν	-	Poissonov omjer za čelik (0,3)

1. UVOD

U svjetskoj naftnoj praksi sve je zastupljenije ublažavanje učinaka prirodnog pada pridobivanja nafte i plina revitalizacijom starih, dijelom iscrpljenih ležišta (*engl. mature fields*). Na slici 1-1. prikazano je dnevno pridobivanje nafte od 1950. godine, kao i prognoza do 2100. godine. Ublažavanje učinaka prirodnog pada proizvodnje nafte i plina se može postići tercijarnim metodama pridobivanja nafte, tzv. EOR metodama (*engl. Enhanced Oil Recovery*). Najzastupljenija tercijarna metoda u svijetu je utiskivanje ugljikovog dioksida u naftna ležišta. Projekt hrvatske naftne kompanije INA d.d. na naftnom polju Ivanić prvi je primjer primjene EOR metode u Republici Hrvatskoj (INA d.d., 2018). S obzirom na povećani broj remonata bušotinske opreme nakon početka primjene projekta 2014. godine, uzrokovanih korozijom, postoji stalna potreba za optimiziranjem opreme za pridobivanje fluida na naftnom polju Ivanić. Ovaj diplomski rad se sastoji od kratkog pregleda polja Ivanić kroz povijest i opisa EOR projekta, analize uzroka i učestalosti remonata bušotinske opreme, opisa korozije uzrokovane povećanom koncentracijom otopljenog ugljikovog dioksida i načina sprječavanja pojave štetnih učinaka iste. Naposljetku, nabrojene su moguće prilagodbe proizvodne opreme bušotinskim uvjetima koje bi imale pozitivan učinak na smanjenje broja remonata i povećale proizvodnu učinkovitost naftnog polja Ivanić.

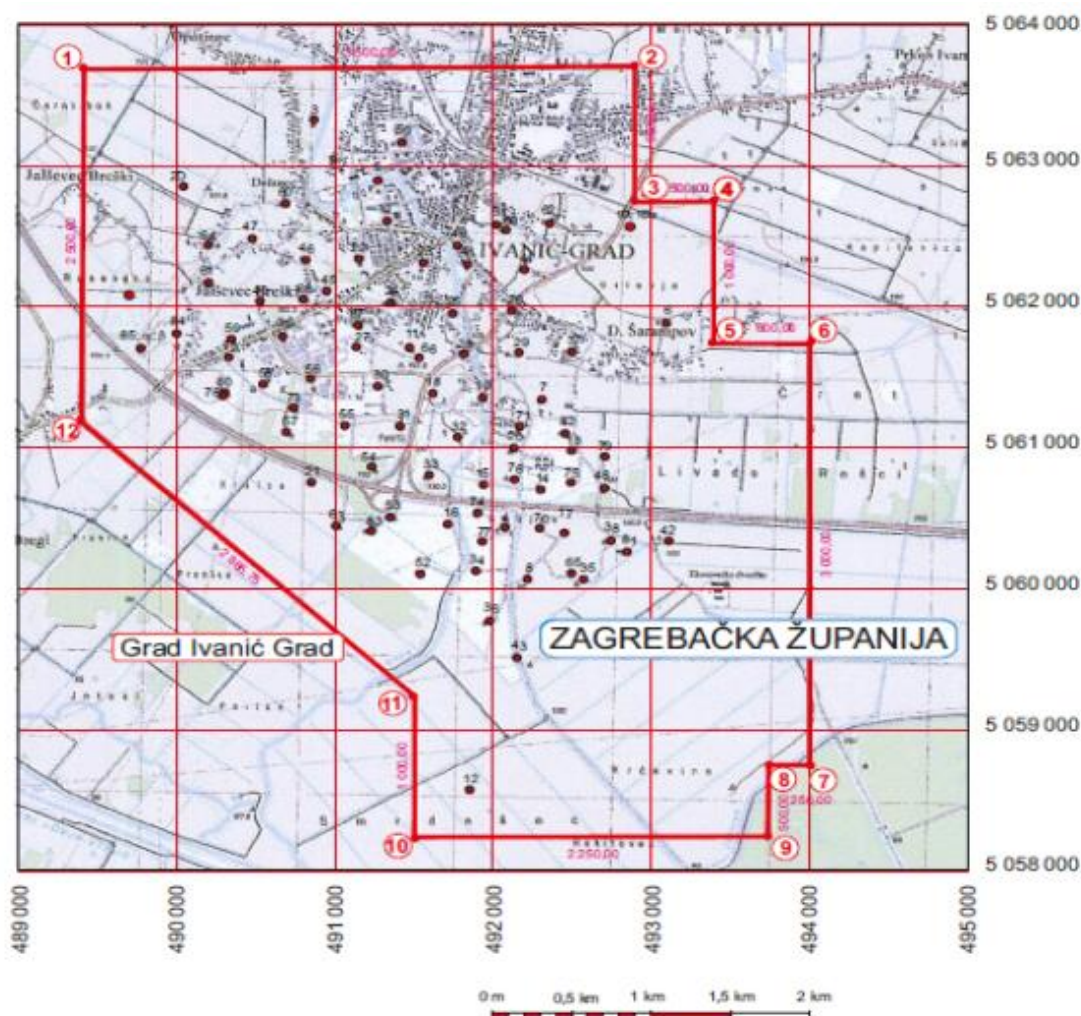


Slika 1-1. Pridobivanje nafte od 1950. godine i prognoza do 2100. godine (Jarell et al., 2002)

2. NAFTNO POLJE IVANIĆ

2.1. Zemljopisni položaj

Naftno polje Ivanić nalazi se u sjeverozapadnom dijelu Savske depresije, 35 km istočno od Zagreba. Sa sjeverne strane se nalazi Ivanić Grad, a s južne mjesta Donji Šarampov i Poljana. Donji Šarampov je ujedno i istočna granica polja, dok se na zapadu nalaze sela Lonja i Jalševac. Teren koji obuhvaća polje je ravničarski, a nenaseljeni dio je prekriven poljoprivrednim kulturama i livadama. Sredinom polja protječe rijeka Lonja u pravcu sjever-jug. Teritorij na kojem se nalazi eksploatacijsko polje pripada općini Ivanić Grad. Granice polja prikazane su na slici 2-1.



Slika 2-1. Granice naftnog polja Ivanić (INA d.d., 2017 b)

2.2. Povijest polja Ivanić

Povijest istraživanja i otkrivanja ovog lokaliteta seže u 1940. godinu kada je izvršena gravimetrijska premjera sjeverne Hrvatske. Nakon toga, 1954. godine je uslijedilo snimanje seizmičkih profila u svrhu definiranja prostora južno od polja Kloštar prema dubljem dijelu Savske depresije koje je pokazalo geološku perspektivnost nakon čega je uslijedilo istražno bušenje.

Prvom bušotinom Posavski Bregi-1 (PB-1) dobiveni su tragovi ugljikovodika u naslagama gornjeg panona (serija gama). Drugom bušotinom Iva-1 (1959. god.), udaljenom 2 000 m od PB-1, utvrđena je pojava nafte unutar miocenskih naslaga. Slijedećom bušotinom Iva-2 (1962. god.) potvrđene su ekonomske količine nafte akumulirane unutar pijeska gama serije (gornji panon), što je potvrđeno i bušotinom Iva-4 (1963. god.), koja je ujedno i najdublja bušotina s 3 046 m (INA d.d., 2003).

Na eksploatacijskom polju do kraja 2015. je ukupno izrađeno 89 kanala bušotine. Prema sadašnjem stanju i namjeni su podijeljene na 43 eksploatacijske bušotine, 22 utisne, 4 mjerne, 17 tehnički likvidiranih i 3 napuštene bušotine, a na naftnom polju Ivanić sustav dubinskih sisaljki s klipnim šipkama dominantna je metoda podizanja fluida iz proizvodnih bušotina (INA d.d., 2017 b).

2.3. Geološki opis polja

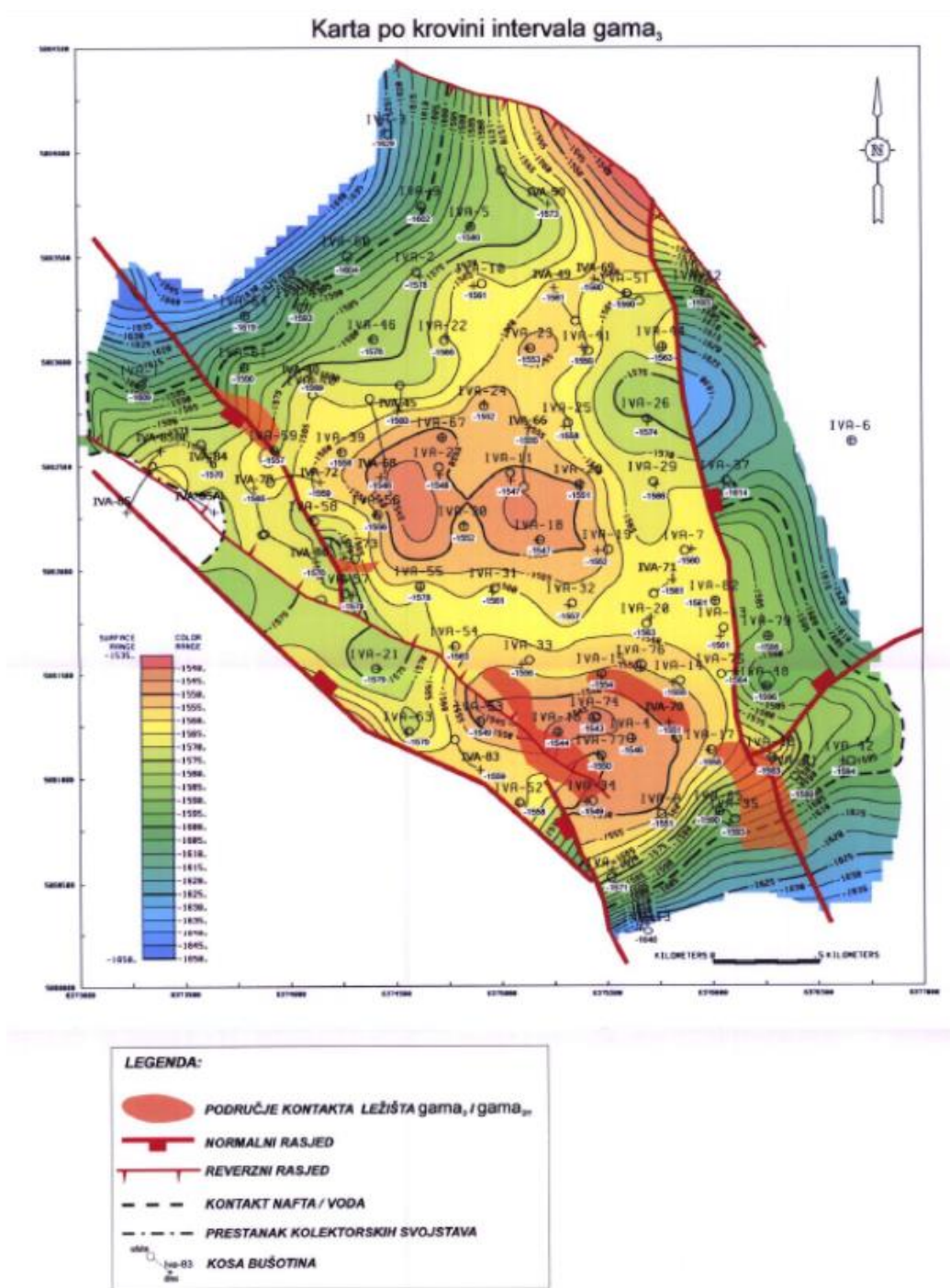
Strukturni oblik polja predstavlja asimetričnu brahiantiklinalu, čija se duža os pruža u smjeru sjeverozapad-jugoistok s blago naglašenim tjemnom na južnom dijelu strukture. Slojevi na krilima antiklinale blago tonu, osim na južnom dijelu gdje je izraženo strmije tonjenje u dublji dio Savske depresije. Prisutnost normalnih i reverznih rasjeda je utvrđena interpretacijom seizmičkih mjerenja. Na istočnom krilu brahiantiklinale dominira normalan rasjed čiji skok iznosi 30-ak metara, a pravac pružanja mu je sjever-sjeverozapad (SSZ) – jug-jugoistok (JJI). Sa sjeveroistoka polje je ograničeno reverznim rasjedom, a zapadnim rubom polja se proteže rasjedni niz pravca pružanja SZ-JI. Rasjedi su nastali u nastavku tektonske aktivnosti tijekom pliocena, a predisponirani su reverznim rasjedima na jugozapadnom rubu polja (INA d.d., 2017 b).

Na polju Ivanić je definiran jedan naftonosni eksploatacijski objekt pod nazivom gama-serija unutar kojeg je utvrđeno osam komercijalnih naftnih ležišta. Ležišna stijena gama-serije sastoji se od sitnozrnatog kvarcnog i tinjčastog pješčenjaka slabe do srednje konsolidiranosti, a krovina i podina serije je izolirana debelim slojevima lapora. Pojedina

ležišta unutar serije su mjestimično odvojena debljim ili tanjim slojevima lapora koji često isklinjavaju, pa se produktivna ležišta mjestimično spajaju. U slučajevima kada je debljina ovakvih proslojaka lapora vrlo mala (manja od nekoliko desetaka centimetara), nema izrazitog prijelaza od naftonosnog pješčenjaka do lapora, pa se može govoriti o laporovitom pješčenjaku, a ne o proslojku lapora koji predstavlja prepreku za vertikalno kretanje fluida (INA d.d., 2001).

Debljina ležišta gama serije iznosi oko 120 m, podijeljena je na osam pješčenjačkih intervala: gama₅, gama₄, gama₃, gama₂, gama_{2/1}, gama_{2/2}, gama_{2/3}, gama_{2/4}, gama₁. Proizvodni objekt gama serije čine dvije hidrodinamičke cjeline: ležište gama₅ i ležište gama₄₋₁. Interval gama₅ proslojkom lapora odvojen je od ostalih intervala serije po čitavoj površini, i čini posebnu hidrodinamičku jedinicu sa zasebnim kontaktom nafta-voda na 1585 m i plin-nafta na 1530 m. Unutar dubljeg ležišta, ležišta gama₄₋₁, tanki proslojci omogućili su izdvajanje sedam intervala pješčenjaka: gama₄, gama₃, gama_{2/1}, gama_{2/2}, gama_{2/3}, gama_{2/4}, te gama₁ (INA d.d., 2003).

Oko 40% otkrivenih početnih rezervi nafte sadržavalo je samo jedno ležište serije, ležište gama₃ (slika 2-2), oko 60% je bilo koncentrirano u 2 ležišta (ležište gama₃ i gama₄), a 75% u tri ležišta (gama₃, gama₄ i gama₅) od ukupno osam ležišta serije gama (INA d.d., 2001).



Slika 2-2. Karta po krovini intervala gama₃ (INA d.d., 2013)

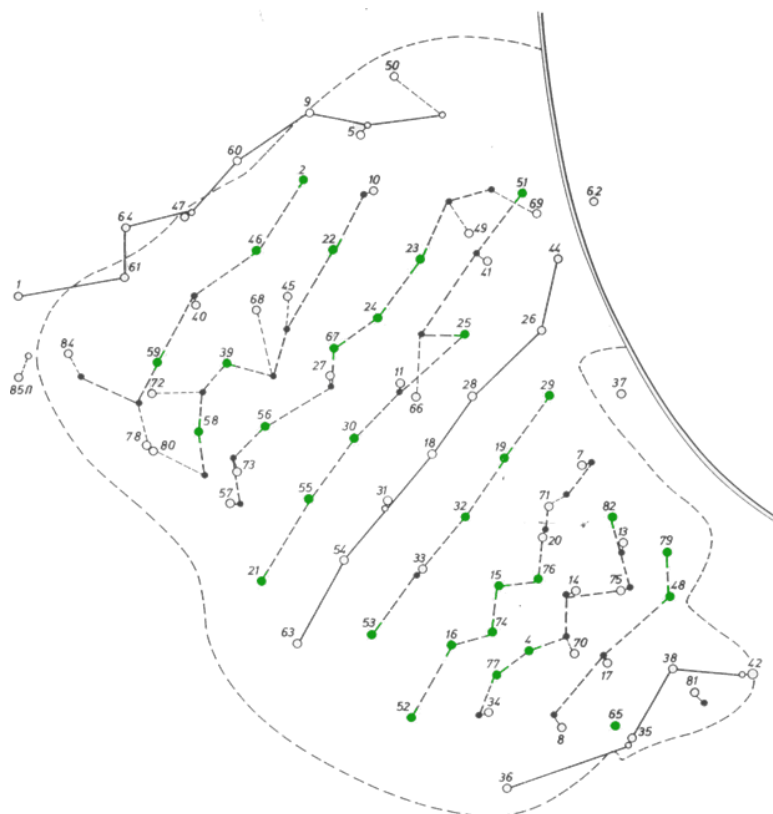
2.4. Povijest pridobivanja nafte na naftnom polju Ivaňić

Serijska gama polja Ivaňić je tipičan primjer heterogenog višeslojnog eksploatacijskog ležišta. Zbog sličnih karakteristika ležišnih stijena i fluida kroz pojedina ležišta, zajedničkog kontakta voda-nafta i potencijalnog režima iskorištavanja koji je isti za sva

ležišta, cijeli se objekt eksploatirao jedinstvenom mrežom bušotina i u primarnoj i sekundarnoj fazi (INA d.d., 2001).

Eksploatacija ugljikovodika na naftnom polju Ivanić započela je u studenom 1963. godine, a maksimalna godišnja količina pridobivene nafte u primarnoj fazi razrade je postignuta već 1966. godine na način da su istovremeno crpljena sva ležišta na svakoj bušotini. Takav način eksploatacije ležišta onemogućuje određivanje količina koje su iscrpljene po pojedinim ležištima, pa je procjena ostvarenih iscrpaka po ležištu rađena pomoću umnoška propusnosti i efektivne debljine ležišta $k \cdot h$ (propusna sposobnost ležišta) za svako ležište u bušotini. Nakon 1966. godine je došlo do naglog pada proizvodnje i porasta plinskog faktora. Režim otopljenog plina bio je dominantan iako je prisutan i vodonaporni režim djelovanjem akvifera. Na kraju primarne faze razrade ležišta ukupni iscrpak svih intervala ležišta gama je na taj način procijenjen na 9,2% (INA d.d., 2017 b).

Relativno nizak primarni iscrpak nafte i trend smanjenja pridobivanja nafte rezultirao je primjenom sekundarne metode razrade s ciljem povećanja iscrpka u vidu konvencionalnog zavodnjavanja koje je započeto 1972. godine. Sustav zavodnjavanja je višeredni linijski s dva rubna reda utisnih bušotina uz područje vodonosnog bazena napajanja i jednim „režućim“ redom utisnih bušotina preko središnjeg dijela polja. Između rubnih i središnjeg reda utisnih bušotina su smještene četiri reda eksploatacijskih bušotina. Na slici 2-3. su zelenom bojom označene eksploatacijske bušotine, a 3 reda utisnih bijelom bojom.



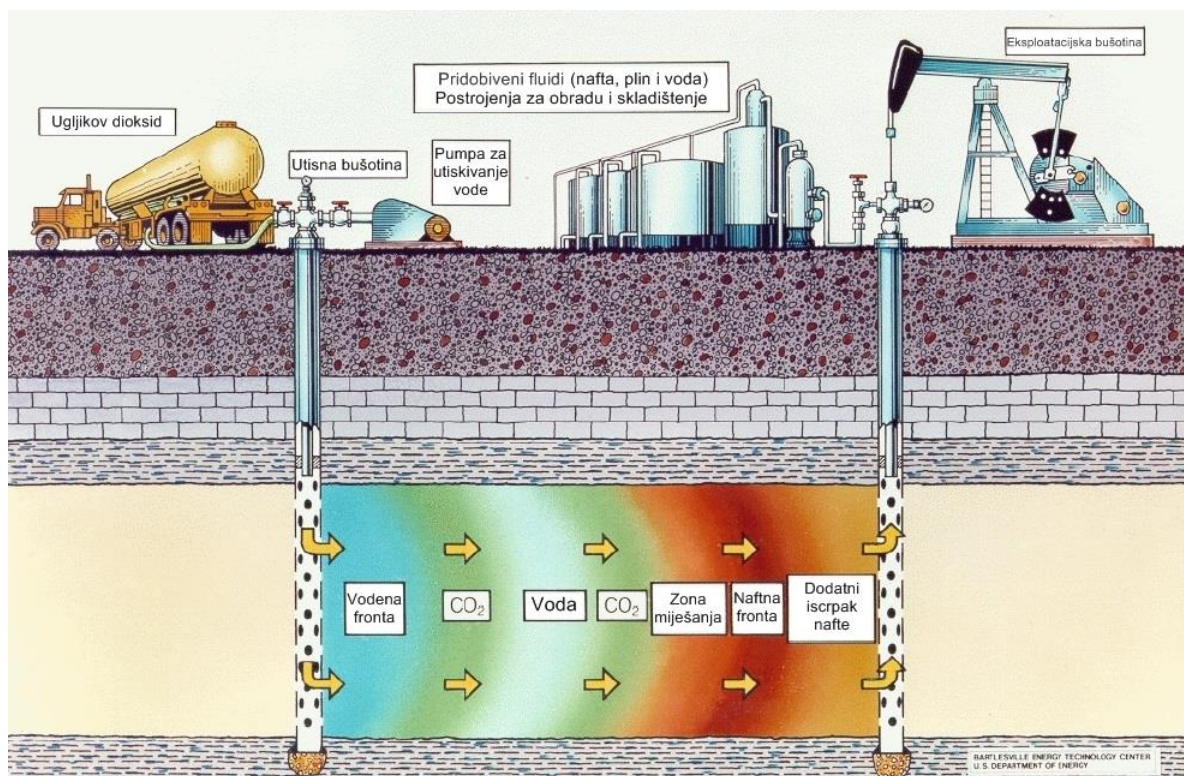
Slika 2-3. Mreža bušotina u sekundarnoj fazi razrade polja Ivanić (INA d.d., 2001)

Takav sustav zavodnjavanja je formiran s postojećim fondom bušotina, a maksimalno pridobivanje nafte je postignuto 1977. godine. Stoga se 1981. godine pristupilo progušćivanju mreže bušotina, uz održavanje odnosa broja eksploatacijskih i utisnih bušotina od 2,5:1. Sekundarna faza razrade polja Ivanić, odnosno zavodnjavanje serije gama se nije odvijalo projektiranim tempom zbog vertikalne heterogenosti. Dolazilo je do zaostajanja vodene fronte istiskivanja na određenim intervalima što se pokušalo ispraviti korekcijama profila injektivnosti i produktivnosti bušotina selektivnim obradama slojeva (kiselinske obrade) i dvozonskom ili trozonskom podzemnom mehaničkom regulacijom utiskivanja vode. Primjenom metode zavodnjavanja do kraja 2013. godine postignut je iscrpak od 37,5% (INA d.d., 2017 b).

2.5. EOR metoda na proizvodnom polju Ivanić

Nakon sekundarne je započela tercijarna faza crpljenja polja istiskivanjem nafte ugljikovim dioksidom 2013. godine. EOR metoda na polju Ivanić pripada u kategoriju metoda pod nazivom „istiskivanje nafte plinom u uvjetima miješanja“.

Laboratorijskim istraživanjima utvrđivala se učinkovitost procesa istiskivanja nafte na uzorcima stijene pri uvjetima koji su približni onim ležišnima, pri utvrđenom tlaku miješanja, sa stijenama zasićenim naftom i vodom. Pri tome su mjereni porasti iscrpka i ukupan iscrpak nafte. Rađene su simulacije povećanja iscrpka pri kontinuiranom utiskivanju ugljikovog dioksida, naizmjeničnom utiskivanju ugljikovog dioksida i vode (eng. „*Water Alternate Gas*“ - WAG), kontinuiranom utiskivanju pjene i naizmjeničnom utiskivanju pjene i vode (eng. „*Water Alternate Foam*“ - WAF). Najveći iscrpak od 81% prisutne nafte u ležištu, postignut je naizmjeničnim utiskivanjem pjene, CO₂ i vode (Goričnik, 2001). Zbog osjetljivosti procesa, odnosno kvalitete pjene ali i cijene samog procesa ta metoda teško je primjenjiva, tako da je kao najpogodnija tercijarna metoda odabrano naizmjenično utiskivanje vode i CO₂ (WAG) (slika 2-4.). Proces se dijeli u dvije faze. Prva je podizanje ležišnog tlaka na razinu nešto veću od minimalnog tlaka miješanja (210-220 bar) utiskivanjem vode uz potpuno zaustavljanje pridobivanja nafte. Druga faza se sastoji od izmjeničnog utiskivanja CO₂ i vode u ciklusima i zatim utiskivanja vode (istiskivanje vodom) do kraja procesa (Goričnik, 2001).



Slika 2-4. Naizmjenično utiskivanje CO₂ i vode (US Department of Energy, 2017)

Pokusno ispitivanje djelotvornosti odabrane metode za povećanja iscrpka nafte (pilot projekt CO₂) izvedeno je na ograničenom dijelu eksploatacijskog polja, ležištu gama_{2/4}.

Nakon dva ciklusa pilot projekta utiskivanja CO₂ na polju Ivanić koji se odvijao do 2006. pristupilo se utiskivanju CO₂ na cijelom polju.

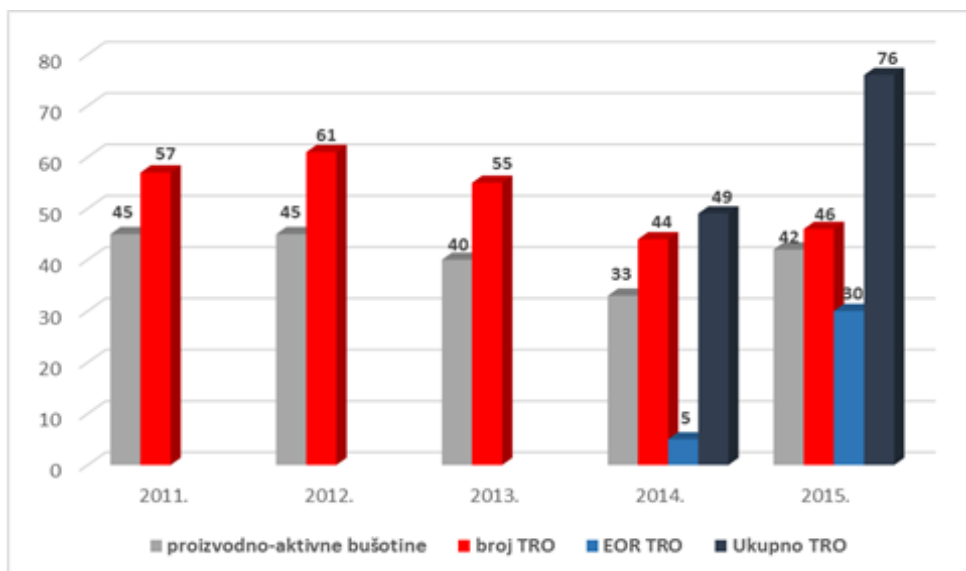
Tijekom 2013. i 2014., na dotadašnjim i budućim utisnim bušotinama obavljena je ugradnja dodatne eksploatacijske kolone zaštitnih cijevi promjera 101,6 mm (4“) ili 88,9 mm (3 ½“), tzv. *re-lining*, te je cementiran prstenasti prostor između dvije kolone cementom otpornim na CO₂ koroziju kako bi se omogućila hermetičnost kanala bušotine. Obavljena su karotažna mjerenja u cilju potvrđivanja kvalitete cementacije, perforirani predviđeni intervali, ugrađena utisna oprema i napravljena proba primanja. Prema prognozama buduće eksploatacije ležišta koje su dobivene pomoću simulacijskog modela, pridobive rezerve nafte dobivene utiskivanjem vode i CO₂ iznose 6,25%, što je za 4,69% više u odnosu na potencijalni iscrpak nafte koji bi bio dobiven nastavkom utiskivanja vode, odnosno konvencionalnog zavodnjavanja. Proces bi, prema prognozama, trebao završiti 2038. godine (INA d.d., 2017 b).

3. ANALIZA UZROKA I POSLJEDICA UČESTALOSTI REMONTNIH RADOVA NA NAFTNOM POLJU IVANIĆ U OKVIRU EOR PROJEKTA

Na naftnom polju Ivanić povećana je učestalost rudarskih radova (remonata) na eksploatacijskim bušotinama nakon početka primjene EOR projekta, što uzrokuje visoke operativne troškove (engl. *OPEX*) održavanja samih bušotina. Zbog toga je potrebno preispitati efikasnost postojećeg sustava podizanja fluida i način opremanja eksploatacijskih bušotina. Analiza uzroka i posljedica remonata, u kojoj su obuhvaćeni podaci o mjestu, tipu i uzroku remonata obuhvaća razdoblje od pet godina, od 2011. do 2015. godine. Tijekom spomenutog razdoblja izvršeno je 298 remonata bušotinske opreme, a parametri koji su uzeti u razmatranje su: podaci o bušotinama na kojima su izvršeni radovi, trajanje radova, vrijeme čekanja na remont, zastoji u pridobivanju nafte i troškovi samih remonata opreme (INA d.d., 2017 b)

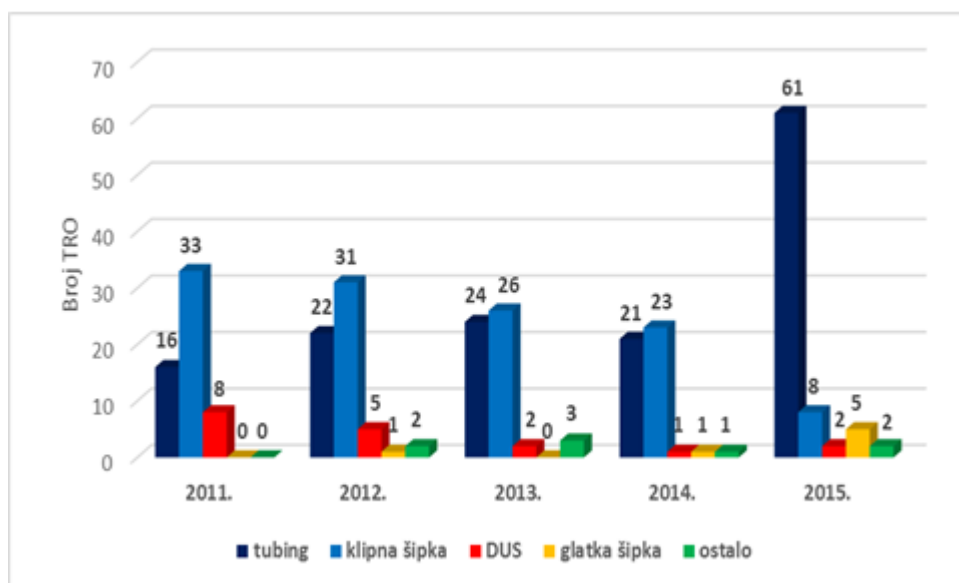
3.1. Mjesto, tip i uzrok remonata

Broj eksploatacijskih bušotina u promatranom razdoblju je sličan, osim u 2014. godini kada u remont nisu išle manje izdašne bušotine zbog zauzetosti remontnih postrojenja na radovima ponovnog proizvodnog opremanja utisnih bušotina. Broj tekućih remonata opreme (TRO) je bio u laganom padu, ali je došlo do porasta u zadnjoj promatranoj godini kada se pribroje remontu u sklopu EOR projekta (slika 3-1.).



Slika 3-1. Broj tekućih remonata opreme (TRO) u odnosu na broj proizvodnih bušotina po godinama (INA d.d., 2017 b)

Tijekom prve dvije godine promatranog razdoblja, najveći uzrok remontnih radova su bila oštećenja i lomovi klipnih šipki, tijekom 2013. i 2014. godine oštećenja klipnih šipki i oštećenja tubinga su imali podjednak utjecaj, dok je nakon početka utiskivanja CO₂ najčešći uzrok remontnih radova oštećenje i nehermetičnost tubinga. Ostali uzroci se uglavnom odnose na kvarove dubinskih uronjenih sisaljki (DUS) (slika 3-2.). Nakon početka utiskivanja CO₂ u sklopu EOR projekta evidentno je veliko povećanje broja remonata uzrokovanih oštećenjem tubinga, najčešće na spojnicama, kao direktna posljedica stvaranja visokokorozivnih uvjeta u bušotinama. Glavni razlog je neadekvatna kvaliteta tubinga za takve uvjete koji su nastali s probojem ugljikovog dioksida na određenim bušotinama.



Slika 3-2. Mjesta oštećenja proizvodne opreme (INA d.d., 2017 b)

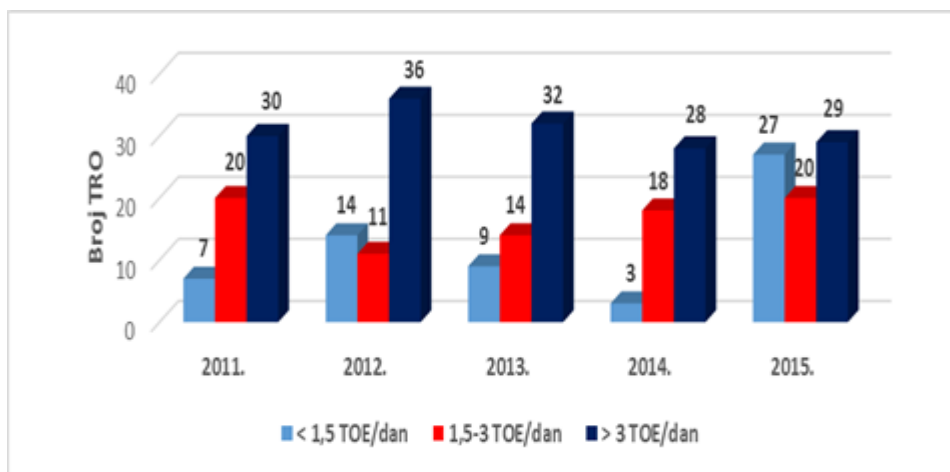
Što se tiče lomova klipnih šipki i kvarova na dubinskim uronjenim sisaljkama, analizom baziranom na preporukama velikih svjetskih kompanija (tablica 3-1.) utvrđeno je da za metodu podizanja fluida pomoću dubinskih sisaljki na klipnim šipkama 31 bušotina (72% od ukupnog broja eksploatacijskih bušotina) ne zadovoljava kriterij udjela vode < 90%, 9 bušotina (31% od ukupnog broja eksploatacijskih bušotina) ne zadovoljava kriterij omjera volumena pridobivenog plina po jedinici pridobivene nafte manjeg od 300, 15 bušotina (35% od ukupnog broja eksploatacijskih bušotina) ne zadovoljava kriterij da kut otklona bušotine mora biti manji od 5°. Samo 4 bušotine zadovoljavaju sve kriterije, a čak 16 bušotina ne zadovoljava 2 od 3 osnovna kriterija (INA d.d., 2017 b).

Tablica 3-1. Preporuke za odabir načina umjetnog podizanja fluida (INA d.d., 2017 b)

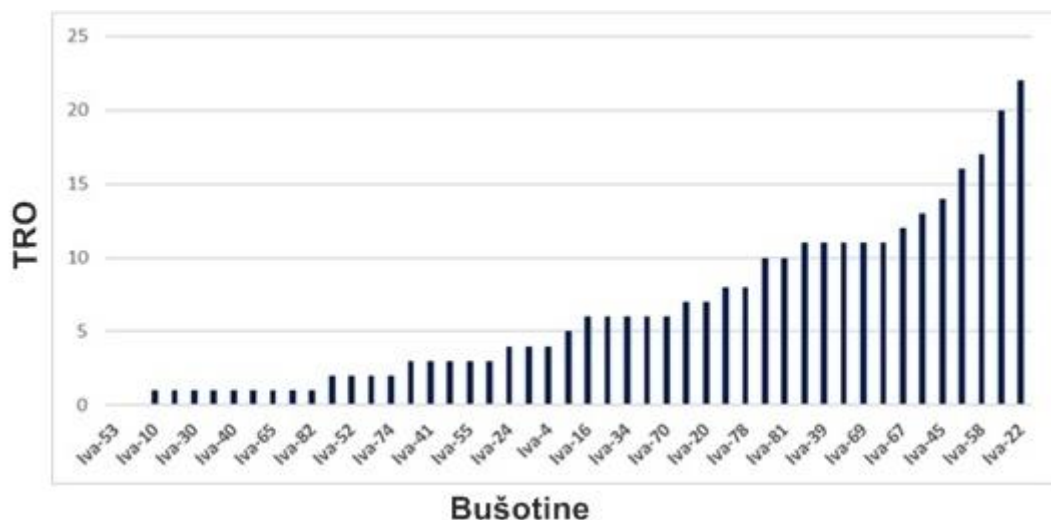
	Dubinske sisaljke s klipnim šipkama	Centrifugalne sisaljke	Plinsko podizanje	Klipni lift	Uronjive vijčane sisaljke	Uronjive električne vijčane sisaljke
dubina (m)	<2000	<4500	<3000	<2500	<2000	<2400
temperatura (°C)	<180	<205	40-120	<60	<121	<121
davanje bušotina (m ³)	4-100	60-200	10-60	<5	>5	>5
udio vode (%)	<90	>0	>0	>0	>0	>0
GOR (m ³ /m ³)	90-300	<90	>90	>90	90-400	90-400
viskoznost (mPas)	<10	<10	<10	<10	>11	>11
gustoća nafte (kg/m ³)	>1013	>986	nema utjecaj	nema utjecaj	<849	<849
kut nagiba bušotine (°)	<5	<90	<70	<70	<5	<5
H ₂ S, CO ₂	korozija	korozija	korozija	korozija	<6 % H ₂ S (kabel)	<6 % H ₂ S (kabel)
režim		vodonaporni	otopljeni plin, plinska kapa	otopljeni plin, plinska kapa, elastični		

3.2. Pridobivanje nafte na bušotinama koje su bile u remontu

Tijekom promatranog razdoblja od 2011. do 2015. godine po broju remonata prevladavaju bušotine s davanjem većim od 3 TOE/dan (52%). U 2015. godini se dogodio porast broja bušotina na kojima je obavljen remont s pridobivanjem manjim od 1,5 TOE/dan (slika 3-3.). Uzrok tome su radovi na EOR projektu i držanje cijelog polja u eksploataciji. Čekanje na remont bušotina s većim davanjem je minimalno jer u kratkom vremenskom periodu vrate uložena sredstva. Čekanje na remont bušotina s manjom proizvodnjom ovisi o financijskih sredstava, raspoloživosti bušotinske opreme i cijeni nafte. Tijekom 2013. i početkom 2014. zbog nedostatka nove, ali i ispitane proizvodne opreme (tubing, klipne šipke) dolazilo je do duljeg čekanja na remont bušotina. Sukladno tome, tijekom 2013. godine je zabilježen najveći gubitak u proizvodnji, a time i financijski gubitak (INA d.d., 2017 b).

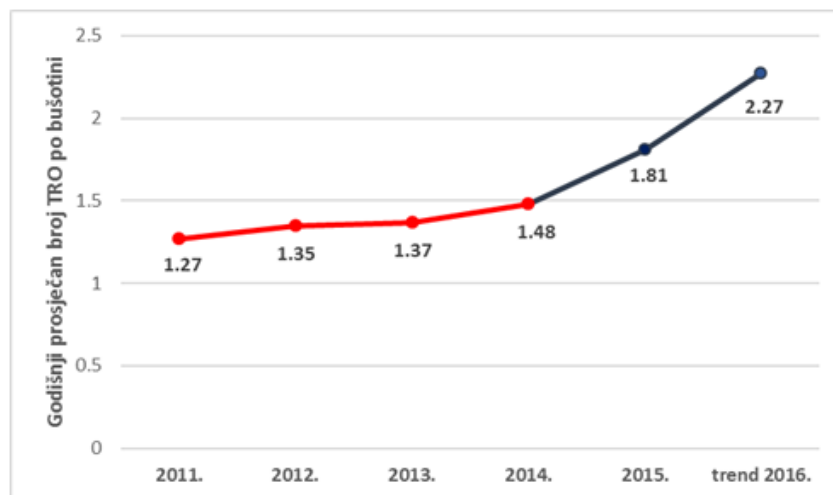
**Slika 3-3.** Broj remonata u odnosu na davanje bušotina (INA d.d., 2017 b)

Na bušotine koje su tijekom promatranih 5 godina bile u remontu 10 ili više puta otpada 50% ukupnog broja remonata i 51% ukupnog davanja polja. Čak 4 bušotine su imale 15 ili više remonata u istom razdoblju. Na njih otpada 25% ukupnog broja remonta i 20% ukupne proizvodnje polja (slika 3-4.) (INA d.d., 2017 b).



Slika 3-4. Broj remonata po pojedinim bušotinama od 2011. do 2015. godine (INA d.d., 2017 b)

Tijekom 52 godine eksploatacije naftnog polja Ivanić došlo je do promjene proizvodnih uvjeta kao što su porast udjela vode u pridobivenom fluidu do 93,5%, porast GOR-a zbog proboja CO₂ na određenim bušotinama te stvaranje izrazito korozivnih uvjeta zbog kontakta CO₂ i slojne vode (INA d.d., 2017 b). Time je veliki dio bušotina postao nepodoban za podizanje fluida pomoću dubinske uronjene sisaljke i klipnih šipki. Visokokorozivni uvjeti u bušotinama uzrokuju češća oštećenja proizvodne opreme, a time i porast broja remonata po bušotini (slika 3-5.). S obzirom da pri sadašnjim uvjetima velika većina bušotina ne zadovoljava preporuke za podizanje fluida pomoću dubinskih sisaljki s klipnim šipkama, a u budućnosti se sa daljnjim utiskivanjem ugljikovog dioksida očekuje porast GOR-a i povećanje udjela vode, treba u razmatranje uzeti u obzir druge metode podizanja fluida kao što su plinski lift i centrifugalne sisaljke. Re-lining bušotina s nehermetičnom proizvodnom kolonom, korištenje dubinske opreme od kvalitetnijih materijala i primjena zaštite od korozije inhibiranjem čelika neka su od mogućih rješenja problema povećanog broja remontnih radova.



Slika 3-5. Godišnji broj remonata po bušotini kroz promatrani period (INA d.d., 2017 b)

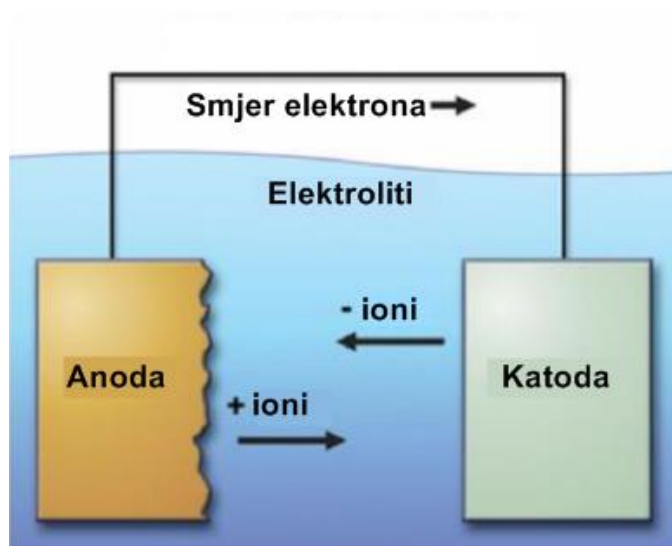
4. KONTROLA STVARANJA KOROZIJE, KAMENCA I PARAFINA

4.1. Korozija

Korozija je definirana kao postupna degradacija materijala koja je rezultat reakcije materijala sa svojom okolinom. Metali se u prirodi ne nalaze u čistom obliku, nego u obliku rude koja sadrži druge nemetalne komponente. Kada se čisti metal izdvoji iz rude, njegova se termodinamička energija poveća te on prima elektrone. To s vremenom vodi do korozije, prirodnog procesa kojim metal smanjuje svoju energiju i počinje sličiti svom početnom stanju u obliku rude. S obzirom da je niža razina energije stanje koje je preferirano u prirodi, korozija se nikad ne može zaustaviti, samo se može usporiti. Korozija može nastati kao rezultat kemijske, elektrokemijske ili mehaničke reakcije s okolinom. Svi čimbenici koji pospješuju gubitak viška elektrona će povećati brzinu korozije. U naftnoj industriji takvi čimbenici su prisustvo vode, ugljikovog dioksida, sumporovodika, kemijski sastav slojne vode, brzina protoka kao i visoke temperature i tlakovi. Smanjenje sklonosti koroziji se postiže odabirom materijala s povećanom otpornošću na koroziju (legiranje kromom, molibdenom, niklom, toplinskom obradom), inhibiranjem čelika, katodnom zaštitom, smanjenjem hrapavosti površine itd. (Amani i Hjeij, 2015).

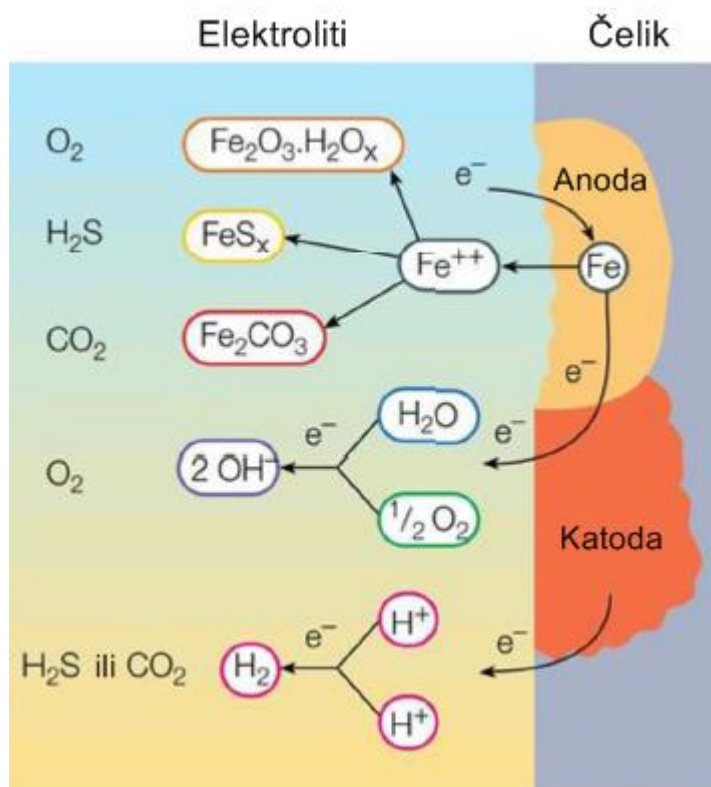
4.1.1. Mehanizmi korozije

Osnovni korozivni elektrokemijski članak se sastoji od anodnog i katodnog polu-članka gdje se naboj prenosi između metala i elektrolita i između samih metala. Elektrolitna tekućina je električno provodljiva otopina zbog prisustva nabijenih iona. Na anodi dolazi do gubitka metala jer neutralni atomi odlaze u otopinu i formiraju pozitivno nabijene katione, dok elektroni odlaze na katodu. Na katodi, elektroni se spajaju dok negativno nabijeni anioni odlaze od katode. Na anodi se događa oksidacija i dolazi do korozije. Na slici 4-1. je prikazan tipični elektrokemijski članak sa anodom, katodom i elektrolitom.



Slika 4-1. Elektrokemijski članak (Amani i Hjeij, 2015)

U pridobivanju nafte i plina, željezo iz čelika prelazi u elektrolitnu otopinu na anodi pri čemu nastaju Fe^{2+} ioni. Fe^{2+} ioni reagiraju s kisikom, sumporovodikom ili ugljikovim dioksidom te formiraju produkte korozije (slika 4-2.). Višak elektrona se kreće iz anode prema katodi gdje razlažu vodu i gdje nastaju hidroksilni ioni. Anodna i katodna mjesta na čeličnoj površini su dijelovi koji se razlikuju u električnom potencijalu. Elektrolit je najčešće voda koja je postala vodljiva zbog prisutnost soli (npr. natrijev klorid).



Slika 4-2. Korozija na čeličnoj površini (Brondel et al., 1994)

4.1.2. Pukotinska i jamičasta korozija

Pukotinska i jamičasta korozija su primjeri lokalizirane korozije koja se događa na određenim mjestima na metalnoj površini. Lokalizirana korozija se češće pojavljuje od opće korozije i može dovesti do katastrofalnih posljedica. Ona može dovesti do propadanja metalnih cijevi zbog toga jer je manje područje i teže otkriti. Pukotinska korozija je najintenzivnija u slučaju prisutnosti klorida. Takva korozija se brzo širi u pukotinama (anoda) gdje je metal u kontaktu sa otopinom ali nema pristupa kisika. Na katodi se kisik reducira u hidroksilne ione. Kako se kisik troši, kloridni ioni migriraju do anode i djeluju kao katalizator. Jamičasta korozija je slična pukotinskoj i pojavljuje se gdje se nalaze manje nesavršenosti ili nečistoće na metalnoj površini. Duboke „jame“ koje nastaju na području anode mogu s vremenom dovesti do pukotina (slika 4-3.). U naftnoj industriji, jamičasta korozija prevladava na dubinskoj opremi, najčešće na spojnica zaštitnih cijevi i tubinga (Amani i Hjeij, 2015).



Slika 4-3. Jamičasta korozija (Pursanova, 2016)

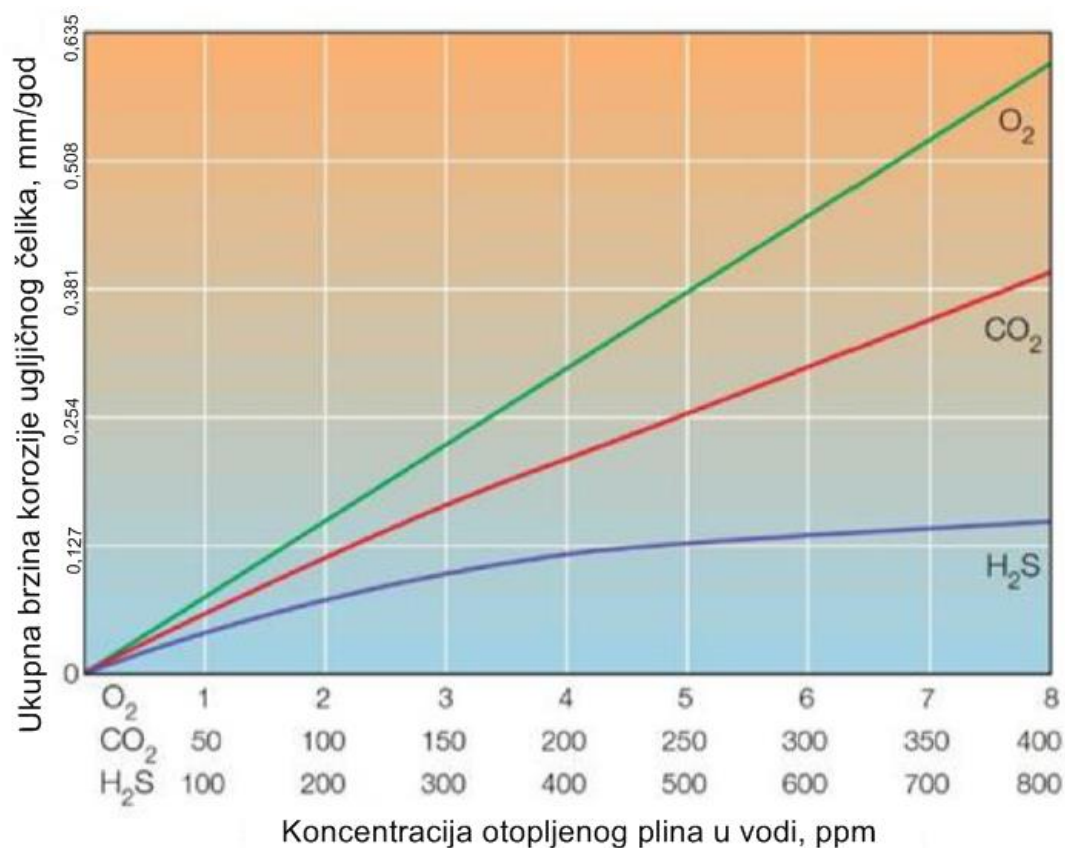
4.1.3. Utjecaj sumporovodika na koroziju

Sumporovodik (H_2S) je plin topljiv u vodi i kao takav stvara slabu kiselinu. U prisutnosti ugljikovog dioksida povećava korozivnost vode, jer između njih postoji sinergističko djelovanje povećanja brzine korozije. Osim ravnomjerne korozije izražene gubitkom mase metala, H_2S uzrokuje i pucanje materijala visoke čvrstoće. Već kod male koncentracije sumporovodika u vodi od 0,1 ppm i parcijalnog tlaka od 0,00098 bara može doći do pucanja materijala (INA d.d., 2017 b). Za sumporovodik su karakteristične pojave

mjehura na mekim čelicima, raspucavanja, krhkosti i lomova do kojih dolazi razaranjem same strukture materijala.

4.1.4. Utjecaj ugljikovog dioksida na koroziju

Ugljikov dioksid stvara slabu kiselinu u vodi i potiče koroziju povećavanjem kiselosti, odnosno smanjivanjem pH vode kroz proizvodnju H^+ iona. Produkt korozije je $FeCO_3$ (siderit) koji može stvarati zaštitni sloj pri određenim uvjetima. Jamičasta korozija se pojavljuje kada se stvori ugljična kiselina. Sustav u kojem je prisutna voda zasićena ugljikovim dioksidom može biti jedan od najkorozivnijih okoliša u naftnoj industriji. Parametri koji utječu na korozivnost u prisustvu CO_2 uključuju parcijalni tlak CO_2 , temperaturu, pH i brzinu strujanja fluida (De Waard i Lotz, 1993). Već pri malim vrijednostima parcijalnog tlaka od 0,2 bara nastupa korozija (INA d.d., 2003). Slika 4-4. prikazuje usporedbu korozivnosti kisika, sumporovodika i ugljikovog dioksida na ugljičnom čeliku u vodenoj otopini sa 2-5 g/L natrijeva klorida pri 25 °C. Kisik može uzrokovati veće brzine korozije pri manjoj koncentraciji u odnosu na CO_2 i H_2S . Kombinacije kisika i ugljikovog dioksida ili sumporovodika mogu uzrokovati visokokorozivne uvjete sa koncentracijama kisika već od 0,1 ppm (Jones, 1988).



Slika 4-4. Usporedba korozivnosti 3 najčešća plina u vodenim otopinama (Brondel et al., 1994)

4.1.5. Izbor materijala

Izbor odgovarajućeg materijala i njegove karakteristike predstavljaju početnu zaštitu od korozije. Pravilan odabir materijala za određene korozivne uvjete može usporiti brzinu korozije i olakšati anti-korozivne postupke. Izbor optimalnog materijala ovisi o ključnim parametrima kao što su mehanička svojstva, dostupnost, cijena i otpornost na koroziju (Kermani et al., 2006). Standard NACE MR-0175 daje preporuke o materijalima koje se trebaju koristiti u korozivnim uvjetima pri pridobivanju nafte i plina. U standardu su specificirana glavna načela za odabir materijala otpornih na koroziju kao što je lijevano željezo, ugljični i niskolegirani čelici i legure. Oslanjanje samo na anti-korozivna svojstva legura nehrđajućeg čelika nije preporučljivo pri smanjivanju utjecaja korozije. Stoga je potrebno odabrati i upotrijebiti odgovarajući inhibitor korozije kako bi se produžio vijek trajanja opreme u visokokorozivnim uvjetima.

4.1.6. Inhibitori korozije

Inhibitori korozije su kemikalije koje značajno smanjuju brzinu korozije metala kada se u malim količinama dodaju u korozivnu sredinu. Oni formiraju tanki sloj adsorbirajući se na površinu metala ili reagiraju s njim pri čemu stvaraju inertne spojeve. Mogu se primjenjivati šaržno (povremeno) ili kontinuirano i mogu biti klasificirani kao organski ili anorganski te kao kationski i anionski. Anorganski inhibitori su obično kristalinske soli npr. natrijevi kromati, nitriti, fosfati i silikati. Oni se klasificiraju kao anionski inhibitori jer su anioni koji nastaju u vodi odgovorni za smanjenje brzine korozije. Međutim, upotreba ovakvih inhibitora je ograničena zbog zaštite okoliša (Jones, 1988). Organski anionski inhibitori kao što je natrijev sulfonat pomažu pri kontroli korozije kao i prevenciji taloženja kamenca. Organski kationski inhibitori su najčešće uljaste tekućine koje imaju duge ugljikovodične lance ili prstenove sa pozitivno nabijenim aminske dušičnim skupinama na jednom kraju (Jones, 1988). Većina inhibitora koji se koriste kod korozije uzrokovane kisikom su anionski i nisu učinkoviti protiv korozije izazvane sumporovodikom ili ugljikovim dioksidom. Kationski organski spojevi kao što su dugolančani amini su učinkoviti za takve vrste korozije. Dugolančani amini kemijski reagiraju sa sumporovodikom i stvaraju zaštitni sloj na površini metala. U zadnje vrijeme došlo je do porasta u korištenju „zelenih“ inhibitora koji su biorazgradivi i ne sadrže otrovne spojeve.

4.1.7. Korozija na polju Ivanić

Korozija uzrokovana ugljikovim dioksidom predstavlja veliki problem zbog utiskivanja istog u ležište u sklopu projekta „EOR Ivanić“, pri čemu na eksploatacijskim bušotinama dolazi do povećanja korozivnosti pridobivenog fluida zbog sve većeg udjela CO₂ u plinu i samim time sve veće koncentracije CO₂ u vodenom dijelu pridobivenog fluida. Zbog takvih uvjeta dolazi do pojave jamičaste korozije i „mesa“ korozije. „Mesa“ korozija je oblik korozije lokalnog tipa i tipična je za CO₂ sredinu pri blago povišenim temperaturama, na nisko legiranim čelicima (INA d.d., 2017 b). Na površini čelika se stvaraju naslage željezovog karbonata koji se tijekom strujanja fluida skida i proces se nastavlja na novom sloju čelika (slika 4-5.). Zbog uvjeta visokog tlaka i temperature koji vladaju na dnu eksploatacijskih bušotina polja Ivanić, dolazi do otapanja velikih količina ugljikovog dioksida u vodi i velike brzine korozije (INA d.d. 2017 b). Kako bi se riješio problem s korozijom na polju Ivanić, proveden je velik broj ispitivanja čiji će zaključci biti korišteni u ovom radu.



Slika 4-5. Proizvodni niz cijevi oštećen djelovanjem korozije (INA d.d., 2017 b)

4.1.8. Povremeno („šaržno“) inhibiranje

Bušotine na kojima se fluid pridobiva pomoću dubinske sisaljke s klipnim šipkama zaštita od korozije se obavlja na način da se kontinuirano ili povremeno (šaržno) utiskuje inhibitor na ušću prstenastog prostora bušotine. Na eksploatacijskim bušotinama u kojima je prstenasti prostor do određenog nivoa popunjen slojnim fluidom, takav popunjeni dio prstenastog prostora nije moguće zaštititi kontinuiranim utiskivanjem vodotopivog inhibitora korozije. Za takve slučajeve prikladnije je primjeniti šaržni tretman (engl. *batch treatment*) s uljno topivim inhibitorom korozije da bi se zaštitila vanjska stjenka proizvodnog niza (tubing) i unutrašnja stjenka zaštitnih cijevi (casing).

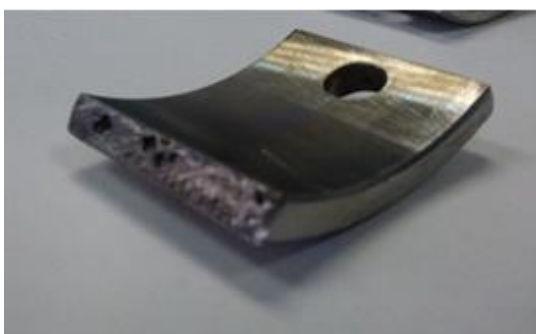
Provedena laboratorijska ispitivanja takvih inhibitora za primjenu na polju Ivanić su pokazala da trenutno korišten uljno topivi inhibitor ima najbolja svojstva od svih ispitanih (INA d.d., 2017 b). Inhibitori koji se koriste za povremeno utiskivanje su najčešće uljno topivi jer stvaraju deblje i postojanije zaštitne slojeve na površini metala, za razliku od vodotopivih inhibitora korozije koji se češće koriste u slučajevima kontinuiranog inhibiranja. Sva laboratorijska ispitivanja učinkovitosti inhibitora izvedena su na način da se simulirao šaržni tretman, kako se i koristi na bušotinama. Ispitivanje je izvršeno na način da se metalni kupon uranjao u uljno topivi inhibitor te nakon toga u ispitni fluid pri čemu je praćena efikasnost zaštitnog sloja preko vrijednosti brzine korozije kroz određeno

razdoblje. Ispitni fluid je bio slojna voda polja Ivanić, a metalni kuponi su bili izrezani od originalnog proizvodnog niza i niza zaštitnih cijevi koje se nalaze u eksploatacijskim bušotinama bušotina (INA d.d., 2017 b).

4.1.9. Laboratorijska ispitivanja

4.1.9.1. Gravimetrijska ispitivanja učinkovitosti inhibitora korozije

Prvo je izvedeno ispitivanje inhibitora korozije u pri atmosferskom tlaku i temperaturi od 80 °C koje je dalo jako dobre rezultate za inhibitor koji se trenutno koristi. Metalni kuponi su bili uronjeni 30 min u 100%-tni inhibitor pri čemu je njegova učinkovitost nakon 7 dana iznosila visokih 97,13% (INA d.d., 2017 b) (slika 4-6.).



Slika 4-6. Izgled metalnog kupona nakon 7 dana ispitivanja (INA d.d., 2017 b)

Osmi dan su kuponi počeli pokazivati znakove nepostojanosti zaštitnog filma na površini metala i prisutnost točkaste korozije te su uranjanjem u otopinu bakrova sulfata dijelovi kupona koji više nisu bili zaštićeni inhibitorom poprimili crvenu boju u kontaktu s bakrovim sulfatom (slika 4-7.).



Slika 4-7. Kuponi uronjeni u otopinu bakrova sulfida nakon 8 dana ispitivanja (INA d.d., 2017 b)

Drugo ispitivanje istog inhibitora koje je provedeno u autoklavu, pri tlaku od 100 bara i temperaturi od 80 °C dalo je nešto lošije rezultate za sustav u kojem su metalni kuponi 60 minuta bili izloženi 40%-tnoj koncentraciji inhibitora korozije. Učinkovitost inhibitora je u ovom slučaju iznosi 87,37% (INA d.d., 2017 b). Nakon 3 dana ispitivanja vizualno nije uočena korozija, no nakon uranjanja metalnih kupona u otopinu bakrova sulfata vidljiva su crvena područja na kojima inhibitor više nije postojan (slika 4-8.).



Slika 4-8. Kuponi uronjeni u otopinu bakrova sulfida nakon 8 dana ispitivanja (INA d.d., 2017 b)

4.1.9.2. *Elektrokemijska ispitivanja učinkovitosti inhibitora korozije*

Elektrokemijska ispitivanja učinkovitosti inhibitora provedena su u elektrokemijskoj ćeliji, pri atmosferskom tlaku i temperaturi od 80 °C. Ispitivanja su dala dobre rezultate za

sve ispitane sustave te nije zabilježena prisutnost jamičaste korozije. Za slučaj elektrokemijskih ispitivanja postojanost zaštitnog sloja inhibitora se ne određuje vizualnim pregledom nakon uranjanja u otopinu bakrova sulfata već impedancijskom metodom koja obuhvaća mjerenje kapaciteta zaštitnog filma na površini metala. Prema mjerenjima, zaštitni film inhibitora je pokazao jako dobru postojanost u svim ispitanim sustavima (INA d.d., 2017 b).

4.1.10. Terenska ispitivanja inhibitora korozije

U sklopu terenskih ispitivanja inhibitora korozije izvedeno je mjerenje brzine korozije u prirodobivenom fluidu, na ušću bušotina, nakon tretmana metalnih kupona uljno topivim inhibitorom korozije. Na bušotinama se provodilo povremeno (šaržno) inhibiranje, a utjecaj na metalne kupone se pratio na osnovi gravimetrijske metode. Iako su brzine korozije na ušću bušotine manje nego na dnu bušotine gdje su tlakovi viši, zbog nemogućnosti ugradnje kupona na dnu, ugrađeni su na ušću (slika 4-9.). Uz ugradnju kupona na bušotine koje su šaržno inhibirane, kuponi su se ugrađivali i na bušotine koje nisu bile tretirane inhibitorom korozije kako bi se dobili usporedni podaci. Nakon čišćenja i vaganja metalnih kupona rezultati su pokazali niske brzine korozije na svim bušotinama koje su šaržno tretirane. Također, postojanost zaštitnog filma je ispitana vizualnim pregledom nakon uranjanja kupona u otopinu bakrova sulfata. Inhibitor je pokazao zadovoljavajuća svojstva i nije primijećeno slabljenje odnosno skidanje zaštitnog filma (INA d.d., 2017 b) (slika 4-10).



Slika 4-9. Metalni kupon na vrhu eksploatacijske bušotine (INA d.d., 2017 b)



Slika 4-10. Izgled metalnog kupona s proizvodne bušotine nakon 13 dana (INA d.d., 2017 b)

Brzina korozije nakon vađenja i vaganja metalnih kupona koji su bili ugrađeni na bušotine koje nisu bile tretirane inhibitorom kretala se oko 0,10 mm/god što su još uvijek niske vrijednosti, kako je i bilo očekivano s obzirom na to da se ispitivanje korozije provodilo na ušću bušotina. Ipak, indikativno je da su brzine korozije izmjerene na ušću bušotina tretiranih s inhibitorima korozije čak 20 puta manje i iznose 0,005 mm/god (INA d.d., 2017 b).

4.1.11. Kontinuirano inhibiranje

Kontinuirani tretman inhibitorom korozije je učinkovitiji i pouzdaniji način zaštite bušotina u odnosu na povremeno utiskivanje inhibitora korozije. Trenutno se za bušotine na kojima se fluid pridobiva pomoću dubinskih sisaljki s klipnim šipkama kontinuirano inhibiranje provodi utiskivanjem inhibitora na ušće bušotine pomoću njihalice preko klipne pumpe. Nedostatak takvog postupka je da se zbog struje plina u prstenastom prostoru eksploatacijskih bušotina veliki dio inhibitora vrati u naftovod i ne dođe do dna bušotine (INA d.d., 2017 b). Zbog toga treba u budućnosti uzeti u obzir utiskivanje inhibitora na dno proizvodne opreme pomoću zasebnog voda (eng. *injection control line*). Na taj bi se način efikasnije zaštitila cjelokupna oprema bušotine.

4.1.12. Laboratorijska analiza

Rezultati laboratorijske analize slojne vode su ukazale na visok sadržaj klorida i otopljenog ugljikovog dioksida, pri čemu oba čimbenika značajno utječu na brzinu korozije (INA d.d., 2017 b). Daljnjim utiskivanjem CO₂ u sklopu projekta „EOR Ivanić“ očekuje se dodatno povećanje koncentracije otopljenog CO₂ u slojnoj vodi, snižavanje njzine pH vrijednosti i općenito porast korozivnosti sustava. Stoga eksploatacijske

bušotine na polju Ivanić koje imaju veliku dubinu podizanja kapljevine i prisustvo velike količine slojne vode u kapljevini imaju potrebu za kontinuiranim doziranjem inhibitora korozije na dno bušotine.

Odabir odgovarajućeg inhibitora za kontinuirano utiskivanje do dna proizvodne opreme koji je topiv u slojnoj vodi i djelotvoran pri parcijalnom tlaku ugljikovog dioksida od 60 bara, pH 4,4 i ukupnom tlaku od 100 bara i temperaturi od 80°C zahtijeva određena laboratorijska ispitivanja. Brzine korozije na dnu bušotina, u neinhibiranim uvjetima, sukladno očekivanjima su se pokazali puno većima u odnosu na brzine korozije na vrhu bušotina te su se kretale od 5 do 10 mm/god (INA d.d., 2017 b). Određeni inhibitori korozije su pokazali zadovoljavajuće rezultate pri spomenutim uvjetima tlaka i temperature na proizvodnom nizu (tubing izrađen od materijala kvalitete N-80) smanjenjem brzine korozije na 0,2 mm/god. Takav inhibitor ima djelotvornost od čak 96% (INA d.d., 2017 b). Da bi inhibitor bio djelotvoran na terenskim uvjetima, treba se adekvatno primijeniti. Prilikom doziranja, inhibitor se ne bi trebao miješati s drugim kemikalijama koje se utiskuju u proizvodni sustav kako ne bi došlo do reakcije dvije ili više kemikalija i time gubitka efikasnosti inhibitora. Stoga je, ako je to moguće, inhibitor korozije potrebno utiskivati kroz zaseban vod. Ukoliko to nije moguće potrebna su dodatna laboratorijska istraživanja kompatibilnosti drugih kemikalija (inhibitor kamenca, inhibitor parafina) s inhibitorom korzije. Isto tako, jednom kad se inhibitor počne utiskivati u sustav važno je da se dozira bez prestanka. U slučaju prekida doziranja inhibitora dolazi do napredovanja korozije lokalnog tipa kada korozija sav svoj potencijal fokusira na nezaštićena područja i djeluje brzinama većim od onih izmjerenih u neinhibiranim bušotinama. Do iste pojave dolazi i kada određena područja na površini materijala ostanu nezaštićena zbog npr. kontakta klipne šipke i tubinga ili uslijed kavitacije. Na kraju, u obzir treba uzeti da uvjeti u laboratoriju ne mogu biti identični onima na terenu, ne mogu se simulirati strujanja i turbulencije, kavitacija plinova, strujanje plinova kroz tekuću fazu itd. i zbog toga postoji mogućnost da se djelotvornost inhibitora korozije dobivena u laboratoriju razlikuje od djelotvornosti na terenu.

4.1.13. Kontrola korozije za bušotine s uronjenom centrifugalnom sisaljkom i plinskim liftom

Rezultati analize separatorske vode uzete s bušotina na kojima se podiže kapljevina pomoću uronjene centrifugalne sisaljke i plinskog lifta ukazali su na visok sadržaj klorida i otopljenog ugljikovog dioksida što upućuje na prisutnost korozije velike brzine

napredovanja. Na dnu bušotina vladaju uvjeti povećanog tlaka i temperature, a velika dubina podizanja kapljevine i veliki udio vode u kapljevini kao rješenje nameću sustav kontinuiranog utiskivanja inhibitora korozije do dna bušotine pomoću zasebnog voda, kako je već ranije opisano.

Što se tiče dodatnog povećanja korozivnosti sustava zbog plina koji bi se koristio za potrebe plinskog lifta, razlikuju se dva slučaja. Za bušotine koje bi za svoj sustav plinskog lifta koristile plin iz sustava „Objekata frakcionacije Ivanić Grad“ (OFIG) poznatijeg kao „pogon ETAN“ nema opasnosti od pogoršanja korozijskih uvjeta u bušotinama jer se radi o suhom plinu koji je obrađen i ima jako malu koncentraciju CO_2 i H_2S . U drugom slučaju plin bi dolazio iz kompresorske stanice (KS) Žutica, a radi se o kaptažnom plinu s velikom koncentracijom kiselih plinova. Takav plin je dehidriran do točke rosišta od $-14\text{ }^\circ\text{C}$ i nije korozivan jer nema kondenzacije molekula vode iz plinskog stanja (INA d.d., 2017 b). S povećanjem tlaka na dnu bušotine može doći do otapanja više slobodnog CO_2 i H_2S iz plina u slojnoj vodi i povećanja korozivnosti sustava, no već spomenut sustav kontinuiranog inhibiranja bi trebao zaštititi bušotinsku opremu unatoč određenom pogoršanju uvjeta.

4.2. Taloženje kamenca

Sljedeća pojava koja može raditi poteškoće u procesu pridobivanja nafte je taloženje kamenca u svim dijelovima sustava za pridobivanje ugljikovodika, uključujući bušotinsku opremu, nadzemnu opremu i pribušotinsku zonu. Kako slojna voda sadrži otopljene soli (Ca^{2+} , Mg^{2+} , CO_3^{2-} , SO_4^{2-}), one se promjenom tlaka, temperature, pH vrijednosti, isparavanjem vode s vremenom talože u obliku soli u bušotinskoj i nadzemnoj opremi (slika 4-11.). Osnovni razlog stvaranja kamenca je smanjenje tlaka, povećanje temperature i pH vrijednosti i miješanje nekompatibilnih voda (INA d.d., 2017 b).



Slika 4-11. Taloženje kamenca u metalnoj cijevi (Envirofluid, 2014 a)

4.2.1. Problem kamenca na polju Ivanić

Ispitivanjem slojne vode bušotina na eksploatacijskom polju Ivanić utvrđena je prisutnost kalcijevih i magnezijevih soli u visokoj koncentraciji koji su odgovorni za nastanak kamenca (Ca^{2+} i Mg^{2+} vezuju se na karbonate (CO_3^{2-}), hidrogenkarbonate (HCO_3^-), kloride (Cl^-), sulfate (SO_4^{2-}) i dr.) i prema njemačkim stupnjevima tvrdoće ($^\circ\text{dH}$) klasificirana je kao vrlo tvrda s vrijednostima iznad 25°dH . Plići dijelovi bušotine su podložniji stvaranju kamenca zbog manjeg tlaka i većih pH vrijednosti. Kako bi se bušotina pravilno zaštitila potrebno je provoditi kontinuiranu inhibiciju kroz prstenasti prostor na dno eksploatacijskog niza pomoću zasebnog voda što vrijedi za sve eksploatacijske bušotine na polju Ivanić (INA d.d., 2017 b).

4.3. Taloženje parafina

Sirova nafta je kompleksna mješavina raznih ugljikovodika s različitim molekularnim težinama. Teži ugljikovodici se pri nižim temperaturama i tlakovima mogu nataložiti na stjenke metalnih cijevi do te mjere da stvaraju začepjenja i poteškoće pri protjecanju fluida (slika 4-12.). Pri tome dolazi do povećanja tlaka u naftovodima, problema s funkcioniranjem opreme u bušotini, i općenito većeg utroška energije. Kako bi se moglo spriječiti taloženje parafina i visokomolekularnih spojeva u sirovoj nafti potrebno je dobro analizirati njezine karakteristike. Na taloženje parafina najviše utječe smanjenje temperature. Zaštititi bušotinu od parafina se može na više načina; mehaničkim postupcima (strugačem parafina), šaržnim tretmanom (korištenjem deparafinatora) i kontinuiranim tretmanom (korištenjem inhibitora i disperzanata parafina). Deparafinatori se koriste u

svrhu otapanja već stvorenog sloja parafina na način da otapaju ili lome u sitne dijelove nataloženi parafin koji se odnosi s fluidom koji prolazi kroz taj prostor (cijev). Inhibitori parafina smanjuju temperaturu formiranja kristala parafina i ne dozvoljavaju formiranje taloga na površini cijevi integrirajući se u kristalnu rešetku parafina. Inhibitore parafina je potrebno dozirati kontinuirano u naftu pri temperaturi koja je viša od temperature nastajanja parafina, odnosno na dno bušotine. Disperzanti parafina poboljšavaju svojstva tečenja nafte snižavajući temperaturu tečenja nafte i sprječavaju akumulaciju i sljepljivanje kristala parafina.



Slika 4-12. Taloženje parafina unutar tubinga (Envirofluid, 2014 b)

4.3.1. Problem taloženja parafina na polju Ivanić

Nafta polja Ivanić se svrstava u srednje tešku naftu s gustoćom od oko 850 kg/m^3 . Točka tečenja (eng. *pour point*), odnosno najniža temperatura pri kojoj nafta i dalje teče za naftu s polja Ivanić iznosi između 9°C i 12°C (INA d.d., 2017 b). Što je točka tečenja viša, nafta sadrži više parafina. Pri temperaturi nižoj za 3°C nafta se počne skrućivati pa pumpanje i transport nafte postaju teži i dolazi do taloženja parafina. S obzirom da je točka tečenja dosta visoka, može doći do problema pri transportu nafte tijekom zimskih mjeseci. Postoji više načina na koji se mogu zaštititi bušotine, a uključuju preventivno djelovanje i uklanjanje taloga nakon njihova nastajanja. Bušotine koje podižu kapljevinu pomoću dubinskih sisaljki s klipnim šipkama mogu se zaštititi mehaničkim postupcima, postavljanjem strugača parafina na klipne šipke. Za veću djelotvornost potrebno je koristiti deparafinator kako bi se otopio već stvoreni talog. Utiskuje se u prostor između klipnih šipki i tubinga i nakon nekoliko sati se ispumpa. Isto vrijedi i za bušotine koje rade pomoću uronjene centrifugalne sisaljke i plinskog lifta u kojima se može koristiti dubinski čistač parafina. U preventivne svrhe potrebno je koristiti inhibitor parafina koji bi se kontinuirano utiskivao na dno bušotine gdje je temperatura iznad temperature nastajanja

parafina. Trenutno je u tijeku ispitivanje inhibitora koji bi mogli ispuniti zahtjeve polja Ivanić (INA d.d., 2017 b).

5. OPREMANJE EKSPLOATACIJSKIH BUŠOTINA

5.1. Odabir podzemne opreme za opremanje eksploatacijske bušotine

Eksploatacijski sustav „ležište – bušotina - sabirno-otpremni sustav – separator“ je jedinstvena cjelina, u kojoj promjena tlaka, temperature ili odnosa faza na bilo kojem mjestu sustava utječe na promjenu sustava u cjelini. Za projektiranje sustava podizanja fluida moraju se razmotriti svojstva fluida, brzina strujanja fluida i zakonitosti jednofaznog i višefaznog protjecanja fluida. Početni podaci za projektiranje optimalnog sustava podizanja fluida su: ležišni tlak, dinamički tlak na ušću, tlak na kraju priključnog cjevovoda, očekivano davanje bušotine, relativne gustoće nafte, vode i plina. To su i čimbenici za izbor odgovarajuće opreme za eksploataciju.

Ukoliko je energija ležišta dovoljno velika da je moguće podizanje fluida s dna bušotine do ušća, bušotina se treba opremiti za eksploataciju eruptivnim načinom. Tijekom eksploatacijskog vijeka bušotine dolazi do promjene uvjeta u ležištu, pada tlaka i promjene svojstava i sastava ležišnih fluida. Uslijed pada ležišne energije, bušotina više nije u mogućnosti proizvoditi eruptivno te je nužno uvesti neku od metoda umjetnog podizanja fluida (engl *artificial lift*).

Korištenje mjerenih podataka kao i podataka dobivenih tijekom osvajanja i ispitivanja, rade se proračuni kojima se utvrđuju krivulje gradijenata tlakova u tubingu i moguća davanja bušotina. Na temelju rezultata se odabire način podizanja i optimalna podzemna i nadzemna oprema eksploatacijske bušotine. Potrebno je odrediti elemente sustava koji osiguravaju racionalno korištenje ležišne i dovedene energije za podizanje i dovođenje fluida do sabirnog mjesta, s obzirom na davanje bušotine i ležišni tlak. Dizajniranje optimalnog sustava podizanja fluida iz ležišta na površinu temelji se na izradi matematičkog modela bušotine kojim se želi što više približiti realnim uvjetima protjecanja fluida, odnosno simulirati hidrodinamičke, termodinamičke i mehaničke procese koji se odvijaju u bušotini.

Bušotine je potrebno inicijalno opremiti na način da se zadovolje sljedeći zahtjevi (INA d.d., 2017 a):

- tubing mora svojim promjerom osigurati maksimalnu moguću hidrodinamičku učinkovitost iznošenja fluida iz bušotine i omogućiti izvođenje stimulacijskih ili drugih rudarskih radova u bušotini;

- mora postojati mogućnost zamjene tubinga ili ugradnja tubinga manjeg promjera u već postojeći niz kako bi se osigurao optimalni promjer cijevi za podizanje fluida u različitim uvjetima protjecanja, tlakova i odnosa faza;
- koncept opremanja mora biti takav da se zaštiti eksploatacijska oprema i kolone zaštitnih cijevi od djelovanja ležišnog tlaka i korozivnog djelovanja ležišnih i bušotinskih fluida;
- mora postojati mogućnost odlaganja mjernih i drugih instrumenata u tubingu kao i kontinuiranog praćenja tlakova i temperatura na površini;
- proizvodna oprema mora svojim mehaničkim svojstvima zadovoljiti sve uvjete naprezanja koji se mogu javiti tijekom proizvodnog vijeka bušotine;
- u dizajn opreme potrebno je ugraditi sigurnosne elemente s ciljem sprječavanja istjecanja ugljikovodika u atmosferu u slučaju propuštanja površinske opreme;
- potrebno je težiti k tome da proizvodna oprema bude tipska, jednostavna, u svrhu povećanja pouzdanosti te fleksibilna zbog mogućih budućih promjena u radu ili namjeni bušotine;

S obzirom na sve navedene zahtjeve koje podzemna oprema mora zadovoljavati, dizajniranje proizvodne opreme bušotine uključuje sljedeće postupke: odabir optimalnog promjera tubinga s ciljem učinkovitog iznošenja ležišnih fluida iz bušotine, odabir materijala od kojeg će biti izrađena proizvodna oprema i način povezivanja tubinga i pakera.

5.1.1. Odabir optimalnog promjera tubinga

Za odabir optimalnog promjera tubinga važno je poznavati proizvodni potencijal bušotine, a to podrazumijeva proračun dotoka fluida iz ležišta u kanal bušotine, poznavanje PVT (eng. *Pressure-Volume-Temperature*) svojstava fluida i proračun višefaznog protoka fluida kroz uzlazne cijevi.

Proračun dotoka fluida iz ležišta u kanal bušotine podrazumijeva analizu ležišnog potencijala za protok fluida u odnosu na „otpor“ protoku fluida koji pružaju ležišna stijena i pribušotinska zona. Rezultati takve analize se prikazuju u obliku tzv. IPR krivulja (eng. *Inflow Performance Relationship*) koje se danas izrađuju pomoću računalnih aplikacija kao što je npr. program PROSPER iz programskog paketa Petroleum Experts.

Poznavanje PVT svojstava fluida i međufaznih odnosa u svakoj točki sustava je od velike važnosti za proračun gubitka tlaka i temperature tijekom protjecanja, posebno u sustavima

u kojima dolazi do intenzivne promjene odnosa količina kapljevine i plina. Proračun PVT svojstava radi se na temelju laboratorijske PVT analize na reprezentativnim uzorcima ležinih fluida.

Proračun višefaznog protoka fluid kroz tubing uključuje predviđanje promjena tlaka i temperature do kojih dolazi tijekom protjecanja fluida kroz tubing te proračun kritičnih brzina protjecanja. Proračuni se rade korištenjem empirijskih i polu-empirijskih korelacija, a isti set jednadžbi koriste i komercijalne računalne aplikacije.

5.1.2. Davanje bušotine – radna točka sustava

Radna točka proizvodnog sustava utvrđuje se nakon što se IPR krivulja i krivulja tubinga, tzv. VLP (eng. *Vertical Lift Performance*) ucrtaju na istom dijagramu. Njihovo sjecište predstavlja davanje bušotine za date uvjete (protočni kapacitet). Promjenom parametara sustava (ležišni tlak, tlak na ušću, promjer tubinga itd.) mijenjaju se krivulje i u konačnici davanje bušotine. Mijenjanje parametara i praćenje utjecaja promjene na sustav u cjelini može koristiti za prognozu i analizu različitih opcija proizvodnog sustava (Čikeš, 2015).

5.1.3. Sastav dubinske proizvodne opreme

Bušotina se oprema tubingom odabranog promjera te na osnovu toga ostalom odgovarajućom dubinskom opremom koja najčešće uključuje sljedeće elemente: površinski upravljani sigurnosni ventil s kontrolnim vodom, protočne spojnice, klizna vrata, permanentni paker s graničnikom ili bravom za zabavljanje niza uzlaznih cijevi, nosač brtvenih jedinica s vodicom, brtveni elementi, prijelazi za odlaganje instrumenata, vodilica za alatke na žici itd. U prstenastom prostoru između tubinga i proizvodne kolone nalazi se paker fluid.

5.1.4. Mehanička naprezanja u tubing

Tubing se standardizira na osnovi vanjskog promjera, jedinične težine i klase materijala, najčešći primjer je API standard (eng. *American Petroleum Institute*). Prilikom projektiranja dubinske proizvodne opreme sva tri spomenuta parametra moraju biti definirana. Sposobnost tubinga da podnese mehanička naprezanja ovisi o jediničnoj težini i klasi materijala, stoga je proračunom potrebno odrediti maksimalna opterećenja kojima će tubing biti podvrgnut tijekom radnog vijeka. Opterećenja na tubing se manifestiraju kroz promjene u duljini, produljenje ili skraćenje, a do njih dolazi uslijed promjena temperature

u bušotini, promjena sila uzrokovanih tlakovima i određenih promjena sila na tubing do kojih dolazi pri opremanju bušotine (Matanović i Moslavac, 2011). Do takvih promjena duljine može doći samo u slučaju povezivanja tubinga i pakera tzv. slobodnom vezom kada je omogućeno pomicanje tubinga u oba smjera, a brtvljenje se ostvaruje pomoću brtvenice i brtvenih elemenata unutar sržne cijevi pakera. Ako su tubing i paker povezani čvrstom vezom, gdje je paker s tubingom povezan upotrebom sidrenog spoja ili tzv. „J“ bravom onda dolazi do naprezanja i deformacija tubinga, a na paker djeluju sile većeg intenziteta (Matanović i Moslavac, 2011). Ako se koristi slobodna veza paker-tubing, potrebno je izračunati najveću promjenu duljine tubinga koju treba kompenzirati ugradnjom brtvenice odgovarajuće duljine. Ako se koristi čvrsta veza, treba utvrditi maksimalna naprezanja u tubing i pakeru. Proračun mehaničkih naprezanja se izvodi pomoću računalnih programa kao što su Schlumberger TDAS, Haliburton CyberString i drugi (Matanović i Moslavac, 2011).

5.1.5. Promjena duljine niza tubinga

Promjene duljine tubinga i rezultirajuća naprezanja u tubing i opterećenja na paker uzrokovani su efektima koji se mogu pojaviti u bušotini, a do kojih dolazi zbog djelovanja tlaka i temperature. Takvi efekti su klipni efekt, efekt izvijanja, efekt napuhavanja ili sažimanja i temperaturni efekt.

Klipni efekt djeluje pri povećanju tlaka unutar zatvorenog tubinga koji je slobodno ovješeno u bušotini. Tada tlak djeluje na suprotni kraj tubinga i uzrokuje produljenje cijelog niza. U slučaju da tlak djeluje na otvoreni tubing bez pakera niz se skraćuje. Promjena duljine zbog djelovanja klipnog efekta može se odrediti pomoću sljedeće jednadžbe (Matanović i Moslavac, 2011):

$$\Delta L_1 = -\frac{L_t \times F_a}{E \times A_s} = \frac{L_t \times [(A_p - A_i) \times \Delta p_{ip} - (A_p - A_o) \times \Delta p_{op}]}{E \times A_s} \quad (5-1)$$

gdje su:

- ΔL_1 -promjena duljine tubinga zbog klipnog efekta (m)
- L_t – duljina tubinga (m)
- F_a - stvarna sila (N)
- E - Youngov modul elastičnosti (Pa)
- A_s - površina presjeka cijevi tubinga (m²)
- A_p - površina definirana promjerom otvora pakera ili unutarnjim promjerom bušotine ovisno o vezi između tubinga i pakera (m²)

- A_i - površina određena unutarnjim promjerom cijevi (m^2)
 Δp_{ip} - promjena tlaka u tubingu na razini pakera (Pa)
 A_o - površina određena vanjskim promjerom cijevi (m^2)
 Δp_{op} - promjena tlaka izvan tubinga na razini pakera (Pa)

Efekt izvijanja nastaje djelovanjem tlačne sile na dno tubinga uslijed čega dolazi do izvijanja niza. Obično se efekt izvijanja smanjuje od dna prema vrhu zbog same težine tubinga koja smanjuje djelovanje tlačne sile. Mjesto na kojem prestaje izvijanje tubinga naziva se „neutralna točka“. Izvijanje tubinga se može tolerirati ukoliko su maksimalna naprezanja niža od dopuštenih, a izvijanje se može smanjiti povećanjem tlaka u prstenastom prostoru ili izbjegavanjem nasjedanja tubingom na paker tijekom ugradnje proizvodne opreme. Promjena duljine tubinga nastala izvijanjem kada je neutralna točka unutar niza cijevi računa se prema jednadžbi (Matanović i Moslavac, 2011):

$$\Delta L_2 = -\frac{R^2 \times F_f^2}{8 \times E \times I \times w_f'} \quad (5-2)$$

- gdje su:
- ΔL_2 - promjena duljine tubinga zbog izvijanja (m)
 - R - zračnost između tubinga i zaštitnih cijevi (m)
 - F_f - fiktivna sila (N)
 - E - Youngov modul elastičnosti (Pa)
 - I - moment inercije presjeka cijevi (m^4)
 - w_f' - težina niza po jedinici duljine ($N \times m^{-1}$)

Ako je neutralna točka izvan niza cijev, tada se za odrađivanje promjene duljine tubinga koristi jednadžba (Matanović i Moslavac, 2011):

$$\Delta L_2 = -\frac{R^2 \times F_f^2}{8 \times E \times I \times w_f'} \times \left[\frac{L_t \times w_f'}{F_f} \times \left(2 - \frac{L_t \times w_f'}{F_f} \right) \right] \quad (5-3)$$

- gdje su:
- ΔL_2 - promjena duljine tubinga zbog izvijanja (m)
 - R - zračnost između tubinga i zaštitnih cijevi (m)
 - F_f - fiktivna sila (N)
 - E - Youngov modul elastičnosti (Pa)
 - I - moment inercije presjeka cijevi (m^4)
 - w_f' - težina niza po jedinici duljine ($N \times m^{-1}$)
 - L_t - duljina tubinga (m)

Efekt napuhavanja se pojavljuje kada je tlak u tubingu veći od tlaka u prstenastom prostoru, tada dolazi do širenja i skraćivanja niza. Efekt sažimanja djeluje u suprotnom slučaju, kada je tlak unutar tubinga manji od tlaka u prstenastom prostoru i tada dolazi do smanjivanja promjera niza njegovog produljenja. Vrijednosti promjene duljine tubinga uzrokovane napuhavanjem ili sažimanjem se određuju sljedećom jednačbom (Matanović i Moslavac, 2011):

$$\Delta L_3 = -\frac{\nu}{E} \times \frac{\Delta \rho_i \times g - r_r^2 \times \Delta \rho_o \times g - \frac{1+2\nu}{2\nu} \times \delta_p}{r_r^2 - 1} \times L_t^2 - \frac{2\nu}{E} \times \frac{\Delta p_{iu} - r_r^2 \times \Delta p_{ou}}{r_r^2 - 1} \times L_t \quad (5-4)$$

gdje su:

- ΔL_3 - promjena duljine tubinga zbog napuhavanja ili sažimanja (m)
- ν - Poissonov omjer za čelik (0,3)
- E - Youngov modul elastičnosti (Pa)
- $\Delta \rho_i$ - promjena gustoće fluida u tubingu (kg/m^3)
- g - gravitacija (m/s^2)
- r_r - omjer vanjskog i unutarnjeg promjera tubinga
- $\Delta \rho_o$ - promjena gustoće fluida u prstenastom prostoru (kg/m^3)
- δ_p - promjena tlaka zbog trenja u tubingu po jedinici duljine (Pa/m)
- Δp_{iu} - promjena srednjeg tlaka u tubingu na ušću bušotine (Pa)
- Δp_{ou} - promjena srednjeg tlaka izvan tubinga na ušću bušotine (Pa)
- L_t – duljina tubinga (m)

Temperaturni efekt u pravilu uzrokuje najveću promjenu duljine tubinga. Promjena duljine koja nastaje temperaturnim efektom može se izračunati iz jednačbe (Matanović i Moslavac, 2011) :

$$\Delta L_4 = L_t \times \beta_t \times \Delta t \quad (5-5)$$

gdje su:

- ΔL_4 - promjena duljine tubinga zbog promjene temperature (m)
- L_t – duljina tubinga (m)
- β_t – linerani koeficijent toplinskog istezanja za čelik, ($\beta_t = 12,42 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)
- Δt - srednja promjena temperature ($^\circ\text{C}$)

Prosječna promjena temperature računa se prema sljedećoj jednačbi:

$$\Delta t = \frac{t_{uf} + T_{ff}}{2} + \frac{t_{ui} + T_{fi}}{2} \quad (5-6)$$

gdje su: t_{uf} - temperatura ušća bušotine u konačnim uvjetima (°C)
 T_{ff} - temperatura dna bušotine u konačnim uvjetima (°C)
 t_{ui} - temperatura ušća bušotine u početnim uvjetima (°C)
 T_{fi} - temperatura dna bušotine u početnim uvjetima (°C)

Pri ugradnji tubinga u paker, primjenjuje se sila nasjeda na paker, tj. tlačna sila na tubing. Tada nastaje isti efekt kao da se tubing „produljio“ za određenu duljinu. Takva promjena duljine se računa prema sljedećoj jednadžbi:

$$\Delta L_5 = -\frac{L_t \times F_s}{E \times A_s} - \frac{R^2 \times F_s^2}{8 \times E \times I \times w_f'} \quad (5-7)$$

gdje su: ΔL_5 - ukupna promjena duljine niza zbog početnog nasjedanja (m)
 F_s - sila nasjedanja (N)
 E - Youngov modul elastičnosti (Pa)
 A_s - površina presjeka cijevi (m²)
 R - zračnost između tubinga i zaštitnih cijevi (m)
 I - moment inercije presjeka cijevi (m⁴)
 w_f' - težina niza po jedinici duljine (N×m⁻¹)

Ukupna promjena duljine tubinga, nastala zbog promjene tlaka i temperature dobiva se zbrojem pojedinačnih promjena duljina od koje oduzima promjena duljine uzrokovana nasjedanjem na paker pri ugradnji tubinga:

$$\Delta L_u = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4 + \Delta L_5 \quad (5-8)$$

gdje su: ΔL_u - ukupna promjena duljine tubinga (m)
 ΔL_1 - promjena duljine tubinga zbog klipnog efekta (m)
 ΔL_2 - promjena duljine tubinga zbog izvijanja (m)
 ΔL_3 - promjena duljine tubinga zbog napuhavanja ili sažimanja (m)

5.1.6. Uvjeti u bušotini

Opterećenja na tubing i paker tijekom radnog vijeka su uzrokovana različitim radnim uvjetima u bušotini. Prilikom projektiranja proizvodne opreme nužno je identificirati sve moguće uvjete u bušotini u budućnosti i proračunom potvrditi da ih odabrana oprema može podnijeti. Opterećenja se definiraju preko tlakova u bušotini (u tubing u i prstenastom prostoru, na ušću i dnu bušotine), i preko temperature na ušću i dnu bušotine. Mjesta najvećih naprezanja u tubing u, koja treba provjeriti proračunom, su iznad pakera i na samom ušću bušotine. Stanja bušotine za koja se provodi kontrola naprezanja u tubing u su (INA d.d., 2017 a):

- pridobivanje fluida, stanje u kojem se bušotina nalazi tijekom većine svog radnog vremena. Proračun se vrši za uvjete početne proizvodnje, kada se očekuju najveći tlakovi, temperature i proizvodne količine;
- zatvorena vruća bušotina, kada se bušotina zatvara i raste tlak u tubing u. Ovo stanje se treba razmotriti zbog povećanja naprezanja uzrokovanih povećanjem tlaka, dok temperatura značajnije ne varira;
- stimulacijski radovi (kemijske obrade, hidrauličko frakturiranje), za koje je potrebno utvrditi najveći tlak na ušću bušotine tijekom utiskivanja fluida i temperaturna naprezanja uzrokovana utiskivanjem hladnog fluida;
- otvorena erupcija/interventno gušenje bušotine, izvanredni uvjeti gdje se pojavljuju naprezanja koja proizvodna oprema mora podnijeti.

5.2. Opremanje tipske eksploatacijske bušotine koja pridobiva ugljikovodike pomoću usadne dubinske sisaljke s klipnim šipkama na polju Ivanić

U bušotini je trenutno ugrađena podzemna proizvodna oprema sljedećeg sastava:

- plinsko sidro
- kratki tubing
- prijelaz
- tubing
- sidreni paker
- prijelaz
- sjedište dubinske usadne sisaljke
- niz tubinga
- dubinska sisaljka

- klipne šipke
- glatka šipka
- brtvenica glatke šipke

5.2.1. Predložene preinake podzemne opreme

S obzirom na dosadašnja iskustva i sastav pridobivenog fluida s visokim udjelom slojne vode i otopljenog ugljikovog dioksida i klorida, potrebno je osigurati zaštitu podzemne opreme od korozije. To se može postići ugradnjom opreme od odgovarajućeg materijala i korištenjem inhibitora korozije.

Opremanje proizvodnih bušotina može se podijeliti na dvije međusobno povezane cjeline: opremanje u području ležišta (engl. *reservoir completion*) i opremanje do ušća bušotine (engl. *upper completion*).

5.2.1.1. Opremanje u području ležišta

S obzirom da kod proizvodnih bušotina ne postoji mogućnost inhibiranja materijala u području ležišta, jedini način zaštite podzemne opreme i kolone za eksploataciju je ugradnja materijala otpornih na koroziju. Zbog sastava proizvodnog fluida i dosadašnjih iskustava, procjena je da postojeće stanje eksploatacijskih kolona zaštitnih cijevi neće zadovoljiti očekivane uvjete otpornosti prema koroziji (INA d.d., 2017 b). Kao rješenje se nameće modifikacija dozacijevljenjem zaštitnih cijevi u području ležišta, po uzoru na utisne bušotine. Bušotine s nehermetičnom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi trebale bi biti dozacijevljene do ušća.

Modifikacija dozacijevljenjem podrazumijeva ugradnju nove kolone zaštitnih cijevi manjeg promjera unutar postojeće, s vrhom koji se nalazi 50 metara iznad najplićeg ležišta, koja dozacijevljenjem postaje eksploatacijska kolona zaštitnih cijevi. U tu svrhu u postojeću kolonu zaštitnih cijevi vanjskog promjera 139,7 mm (5½") potrebno je ugraditi novu kolonu vanjskog promjera 101,6 mm (4") od materijala Cr25, otpornog na koroziju. U slučaju nehermetične eksploatacijske kolone potrebno je izvršiti dozacijevljenje do ušća kombinacijom kolone vanjskog promjera 101,6 mm (4"), od materijala Cr25 do 50 m iznad najplićeg ležišta i kolone vanjskog promjera 114,4 mm (4 ½") od materijala L-80 do ušća bušotine (INA d.d., 2017 b). Kako bi unutarnji promjer novougrađene kolone bio što veći, mogu se ugraditi zaštitne cijevi bez ojačanja na spojnicama (eng. *flush joint*) s premium plinotjesnim navojem. Mehanička svojstva odabranih materijala dodatne kolone moraju

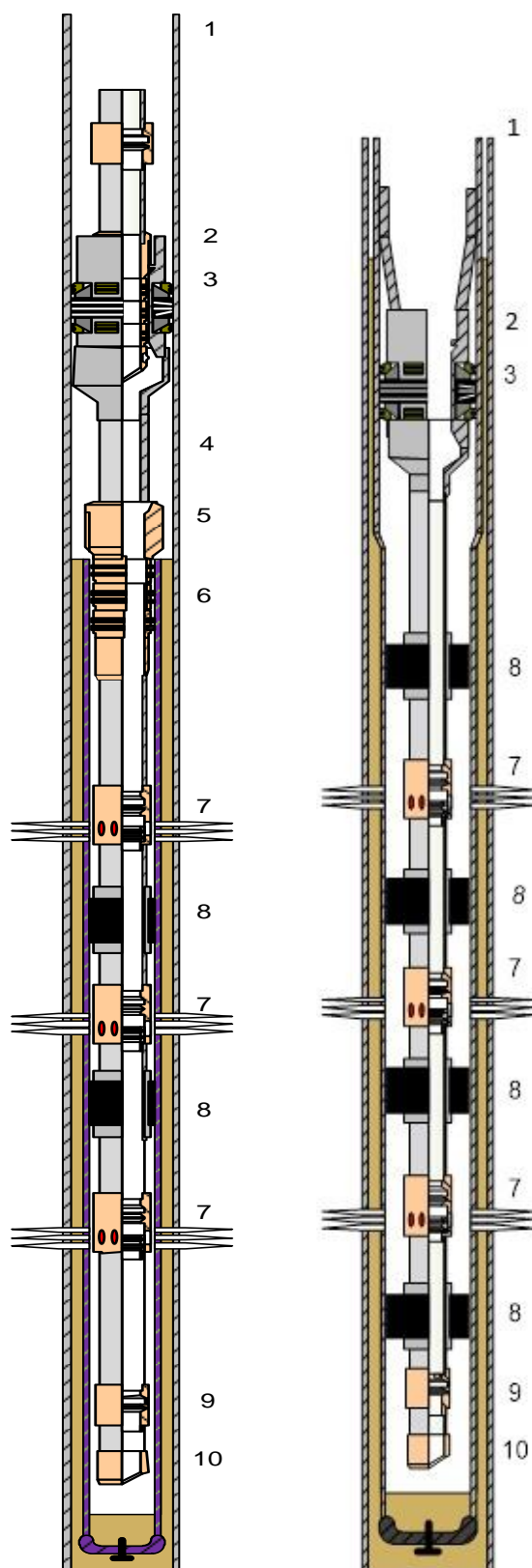
zadovoljiti sve tehničko-sigurnosne uvjete i podnijeti naprezanja uzrokovane tlakovima i silama na zaštitne cijevi. Prstenasti prostor između postojeće i nove dodatne kolone se treba cementirati cementom otpornim na CO₂.

Sastav eksploatacijske opreme za selektivno opremanje unutar dozacijevljenog linera u slučaju da je postojeća kolona hermetična je kako slijedi (slika 5-1.):

- (1) Eksploatacijska kolona (liner) 101,6 mm (4“) Cr25 do 50 m iznad najplićeg ležišta;
- (2) Brtveni sklop tipa „Snap Latch“ koji ima funkciju brtvljenja u poliranoj sržnoj cijevi pakera. Čvrsta veza paker-tubing se ostvaruje nasjednjem na sklop i nazubljenom fleksibilnom površinom gornjeg dijela sklopa koji se hvata u glavu pakera;
- (3) Proizvodni paker; hidraulički vadivi paker s čvrstom vezom s proizvodnim nizom. Aktivira se u proizvodnoj koloni promjera 139,7 mm (5 ½“) neposredno iznad brtvenice linera promjera 101,6 mm (4“). Omogućava odvajanje i nadzor nad prstenastim prostorom te kontrolu naprezanja u proizvodnom nizu;
- (4) Tubing 60,32 mm (2 3/8“) (6,85 kg/m) kao sastavni dio opreme između pakera, kliznih vrata i ostalih dijelova proizvodne opreme;
- (5) i (6) Brtveni sklop s graničnikom koji ima funkciju brtvljenja u polirnoj sržnoj cijevi linera i ostvarivanja pomične veze između linera i proizvodnog niza.
Graničnikom je ograničeno kretanje niza prema dolje. Graničnik je u konačnoj poziciji naslonjen na vrh polirane sržne cijevi linera, ali bez ili uz vrlo mali nasjed. Svrha ovakvog sklopa je zaštita/izolacija dijela eksploatacijske kolone ispod proizvodnog pakera, izrađenog od ugljičnog čelika, od utjecaja pridobivenog fluida;
- (7) Klizna vrata koja se ugrađuju između dva pakera. Njihova funkcija je brtvljenje u poliranim brtvenim cijevima, te na taj način odvajanje proizvodnih intervala i mogućnost selektivne proizvodnje iz pojedinih intervala;
- (8) Izolacijski bubreći paker; sastavni dio višezonske opreme za izolaciju pojedinih intervala. Ne preuzima naprezanja koja se javljaju u uzlaznim cijevima zbog nepostojanja čeljusti;
- (9) Prijelaz za odlaganje tipa „XN“ koji se koristi za odsjedanje čepa ili mjernih instrumenata na razini perforacija;
- (10) Vodicica za alatke na žici koja usmjerava alatke na žici nakon izlaska pri ponovnom ulasku u eksploatacijski niz.

Sastav proizvodne opreme za slučaj dozacjevljenja postojeće eksploatacijske kolone do ušća novom kolonom zaštitnih cijevi zbog nehermetičnosti je kako slijedi (slika 5-1.):

- (1) Eksploatacijska kolona koja se sastoji od kombinacije zaštitnih cijevi 101,6 mm (4"), 14,06 kg/m (9,5 lb/ft); Cr25 do 50 m iznad najbližeg ležita te 114,4 mm (4 ½") 18,75 kg/m (12,6 lb/ft); L-80 do ušća bušotine;
- (2) Proizvodni paker; hidraulički vadivi paker s čvrstom vezom s proizvodnim nizom koji se ugrađuje unutar kolone od 114,4 mm (4 ½"). Omogućava odvajanje i nadzor nad prstenastim prostorom te kontrolu naprezanja u proizvodnom nizu;
- (3) Ostala oprema za eksploataciju unutar linera od 101,6 mm (4") je ista kao i kod slučaja kada je postojeća kolona hermetična.

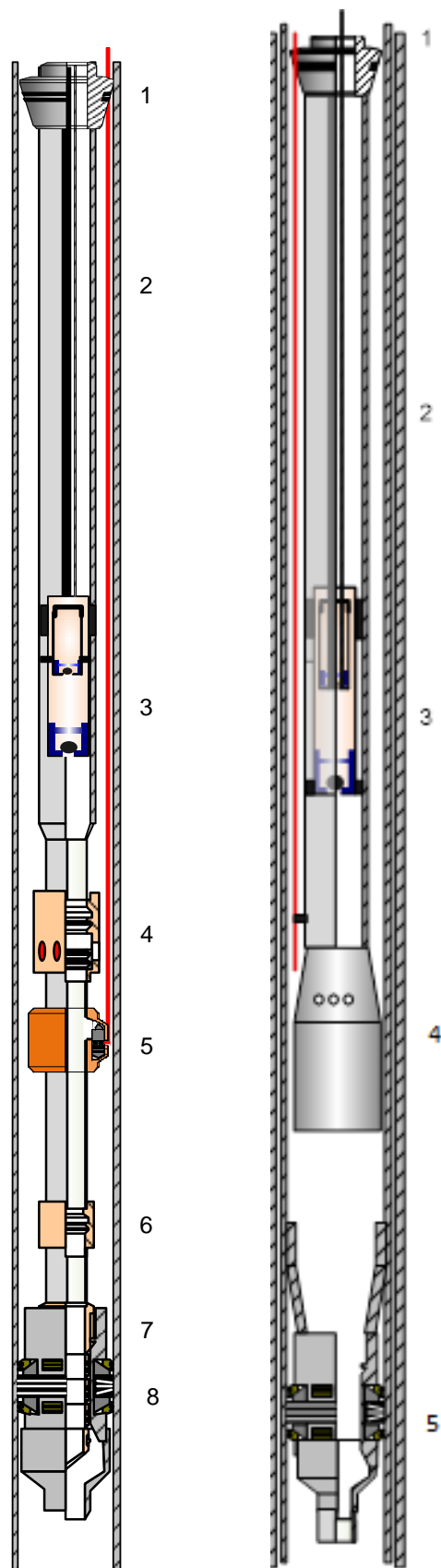


Slika 5-1. Tipska oprema u području ležišta za bušotine s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi (INA d.d., 2017 b)

5.2.1.2. Opremanje do ušća bušotine

Dio proizvodne opreme iznad proizvodnog pakera do ušća također je moguće štititi materijalima otpornim na koroziju, no kao rješenje je odabrana inhibicija na dno bušotine pomoću dubinskog utisnog ventila (eng. *downhole injection sub*) zbog mnogostruko manje cijene i moguće zaštite cjelokupnog sabirnog sustava (INA d.d., 2017 b). Takav način opremanja bušotina koje rade pomoću dubinske usadne sisaljke se može podijeliti na dva tipa. Opremanje uz korištenje bočnog vretena s ventilom za doziranje aditiva, gdje nema ograničenja unutarnjeg promjera. To se odnosi na bušotine koje imaju ugrađen liner promjera 101,6 mm (4") u području ležišta. Drugi tip je opremanje dubinskom usadnom sisaljkom bez bočnog vretena i ventila za doziranje aditiva. Bušotine za koje bi se primijenilo takvo rješenje su one dozacijevljene do ušća kolonom zaštitnih cijevi 101,6 mm (4") x 114,4 mm (4 ½") (slika 5-2).

Najvažnija karakteristika prve opcije je primjena brtvenice za proizvodni paker, kliznih vrata i bočnog vretena s ventilom za doziranje. Uloga kliznih vrata je ostvarivanje komunikacije između prstenastog prostora i tubinga i usmjeravanje izdvojenog plina u prstenasti prostor. Utiskivanje inhibitora bi se vršilo preko ventila za doziranje, a vađenjem usadne sisaljke i zatvaranjem kliznih vrata bušotina je opremljena za eruptivni način proizvodnje. Kod druge opcije inhibiranje bi se odvijalo periodičkim utiskivanjem u obrocima, kroz vod za doziranje, bez ventila za doziranje. Odvajanje plina bi se omogućilo pomoću dubinskog separatora. Oprema od proizvodnog pakera do ušća za hermetičnu postojeću eksploatacijsku kolonu se sastoji od vješalice tubinga (1), zaštitnih cijevi 139,7 mm (5 ½") (2), dubinske usadne sisaljke (3), kliznih vrata (4), bočnog vretena s ventilom za doziranje aditiva (5), prijelaza za odlaganje (6), brtvenog sklopa (7) i proizvodnog pakera (8). Oprema od proizvodnog pakera do ušća za nehermetičnu postojeću eksploatacijsku kolonu se sastoji od vješalice tubinga (1), zaštitnih cijevi 114,4 mm (4 ½") (2), dubinske usadne sisaljke (3), dubinskog odvajača plina (4) i proizvodnog pakera (5).



Slika 5-2. Tipaska oprema u području od proizvodnog pakera do ušća s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi (INA d.d., 2017 b)

5.2.1.3. Opremanje ušća bušotine

I na ušću bušotine potrebno je ugraditi određene preinake zbog prolaza voda za utiskivanje. Za prvi slučaj s ugrađenim linerom postojeća tubing prirubnica, zasuni i erupcijski uređaj s križnim komadom i zasunima mogu se i dalje koristiti, a potrebna je nova vješalica tubinga s uvodnikom za kontrolni vod 6,35 mm ($\frac{1}{4}$ "") u svrhu inhibicije i nova pokrovna prirubnica s istim uvodnikom. Za drugi slučaj dozacijevljenja do ušća postojeća tubing prirubnica, zasun i postojeći erupcijski uređaj s križnim komadom i zasunima se mogu i dalje koristiti. Potrebno je ugraditi novu vješalicu zaštitnih cijevi i vješalicu tubinga s uvodnikom za kontrolni vod odgovarajućih dimenzija, novu prirubnicu (engl. *adapter spool*), dva nova zasuna i pokrovnu prirubnicu s uvodnikom (INA d.d., 2017 b).

5.3. Proizvodno opremanje tipske bušotine koja proizvodi pomoću uronjene centrifugalne sisaljke

U bušotini je trenutno ugrađena podzemna proizvodna oprema sljedećeg sastava:

- telemetrijski sustav
- motor;
- protektor;
- kabel;
- tandem plinskih separatora;
- centrifugalna sisaljka;
- 5 komada tubinga;
- protupovratni ventil;
- 1 komad tubinga;
- cirkulacijska spojnica;
- niz tubinga.

5.3.1. Predložene preinake podzemne opreme

Kao i kod bušotina koje proizvode pomoću usadnih sisaljki s klipnim šipkama, potrebno je dozacijevljenje postojećih bušotina. Za slučaj hermetične postojeće eksploatacijske kolone zaštitnih cijevi će se u postojeću kolonu zaštitnih cijevi vanjskog promjera 139,7 mm ($5\frac{1}{2}$ "") ugraditi nova kolona vanjskog promjera 101,6 mm (4") od materijala Cr25, otpornog na koroziju, do 50 iznad najplićeg ležišta. U slučaju nehermetične eksploatacijske

kolone izvršiti će se dozacijevljenje do ušća kombinacijom kolone vanjskog promjera 101,6 mm (4"), od materijala Cr25 do 50 m iznad najplićeg ležišta i kolone vanjskog promjera 114,4 mm (4 1/2") od materijala L-80 do ušća bušotine (INA d.d., 2017 b)

5.3.1.1. Opremanje u području ležišta

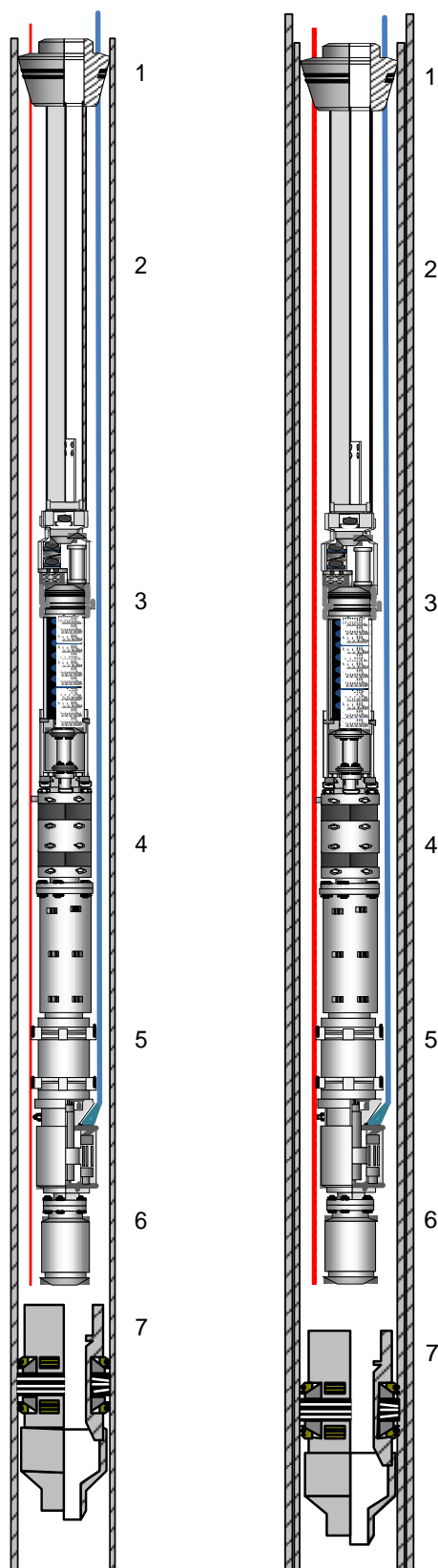
Sastav eksploatacijske opreme u području ušća za oba slučaja je identičan već opisanom sastavu proizvodne opreme za bušotine koje proizvode pomoću usadnih sisaljki s klipnim šipkama..

5.3.1.2. Opremanje do ušća bušotine

Opremanje bušotina koje rade pomoću uronjenih centrifugalnih sisaljki također se može podijeliti u dva tipa:

- a) Opremanje nakon dozacijevljenja linerom promjera 101,6 mm (4") i selektivnim opremanjem u području ležišta (slika 5-3.).
- b) Opremanje unutar dozacijevljene kolone 101,6 mm (4") x 114,4 mm (4 1/2") (sa selektivnim opremanjem u području ležišta) pomoću centrifugalnih crpki malog promjera, Slim Electric Submersible Pump (Slim ESP) (slika 5-3.).

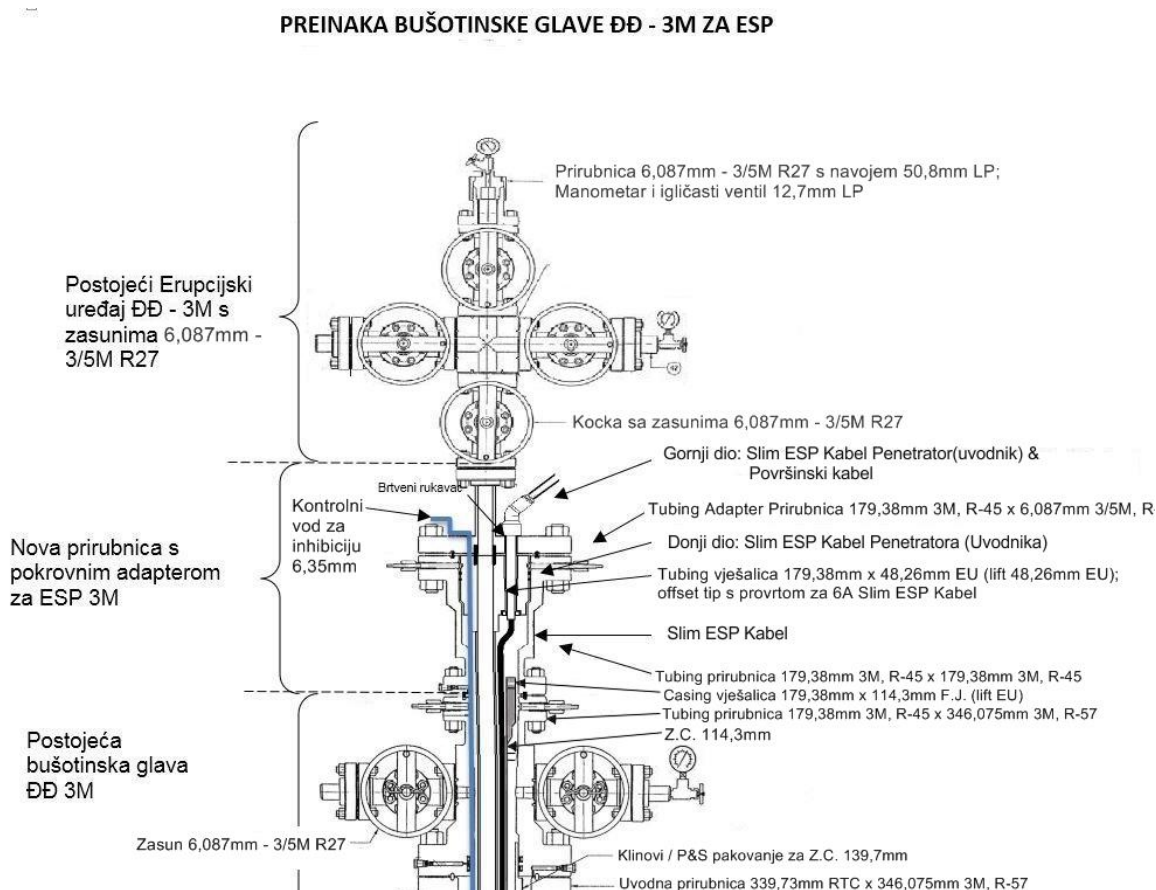
Oprema se sastoji od tubing vješalice (1), tubinga (2), centrifugalne sisaljke (3), plinskog separatora (4), elektromotora (5), dubinskog senzora (6) i proizvodnog pakera (7).



Slika 5-3. Tipska oprema u području od proizvodnog paker do ušća s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi za bušotine s centrifugalnom sisaljkom (INA d.d., 2017 b)

5.3.1.3. Opremanje ušća bušotine

Ušće bušotine mora proći adaptaciju zbog prolaza voda za injektiranje i električnog kabela za motor centrifugalne sisaljke. Za prvi slučaj s ugrađenim linerom postojeća tubing prirubnica, zasuni i erupcijski uređaj s križnim komadom i zasunima mogu se i dalje koristiti, a potrebna je nova vješalica tubinga s uvodnicima za kontrolni vod 6,35 mm ($\frac{1}{4}$ ") u svrhu inhibicije i za električni kabel za napajanje električnom energijom centrifugalnu sisaljku kao i nova pokrovna prirubnica s istim uvodnicima. Za drugi slučaj dozacijevljenja do ušća postojeća tubing prirubnica, zasun i postojeći erupcijski uređaj s križnim komadom i zasunima se mogu i dalje koristiti. Potrebno je ugraditi novu vješalicu zaštitnih cijevi i vješalicu tubinga s uvodnikom za kontrolni vod i električni kabel odgovarajućih dimenzija, novu prirubnicu (eng. *adapter spool*), dva nova zasuna i pokrovnu prirubnicu s uvodnicima (slika 5-4.).



Slika 5-4. Ušće bušotine koja proizvodi pomoću centrifugalne sisaljke s dozacijevljenom kolonom zaštitnih cijevi do ušća (INA d.d., 2017 b)

5.4. Proizvodno opremanje tipske bušotine koja će proizvoditi pomoću plinskog lifta

S obzirom da na proizvodnom polju Ivanić još ne postoje bušotine koje podižu slojni fluid plinskim liftom proračun je napravljen za bušotinu koja proizvodi pomoću uronjene dubinske sisaljke s klipnim šipkama koja će se u budućnosti opremiti kontinuiranim plinskim liftom (INA d.d., 2017 a).

5.4.1. Predložene preinake podzemne oprema

Opremanje se kao i kod prethodnih primjera može podijeliti na dvije međusobno povezane cjeline, opremanje u području ležišta i opremanje do ušća bušotine. Također, potrebno je dozacijevljenje postojećih bušotina. Za slučaj hermetične postojeće eksploatacijske kolone zaštitnih cijevi, u postojeću kolonu zaštitnih cijevi vanjskog promjera 139,7 mm (5½") može se ugraditi nova kolona vanjskog promjera 101,6 mm (4") od materijala Cr25, otpornog na koroziju, do 50 iznad najbližeg ležišta. U slučaju nehermetične eksploatacijske kolone izvršiti će se dozacijevljenje do ušća kombinacijom kolone vanjskog promjera 101,6 mm (4"), od materijala Cr25 do 50 m iznad najbližeg ležišta i kolone vanjskog promjera 114,4 mm (4 ½") od materijala L-80 do ušća bušotine (INA d.d., 2017 b).

5.4.1.1. Opremanje u području ležišta

Sastav eksploatacijske opreme u području ušća za oba slučaja je identičan već opisanom sastavu proizvodne opreme za bušotine koje proizvode pomoću usadnih sisaljki s klipnim šipkama i pomoću centrifugalne sisaljke.

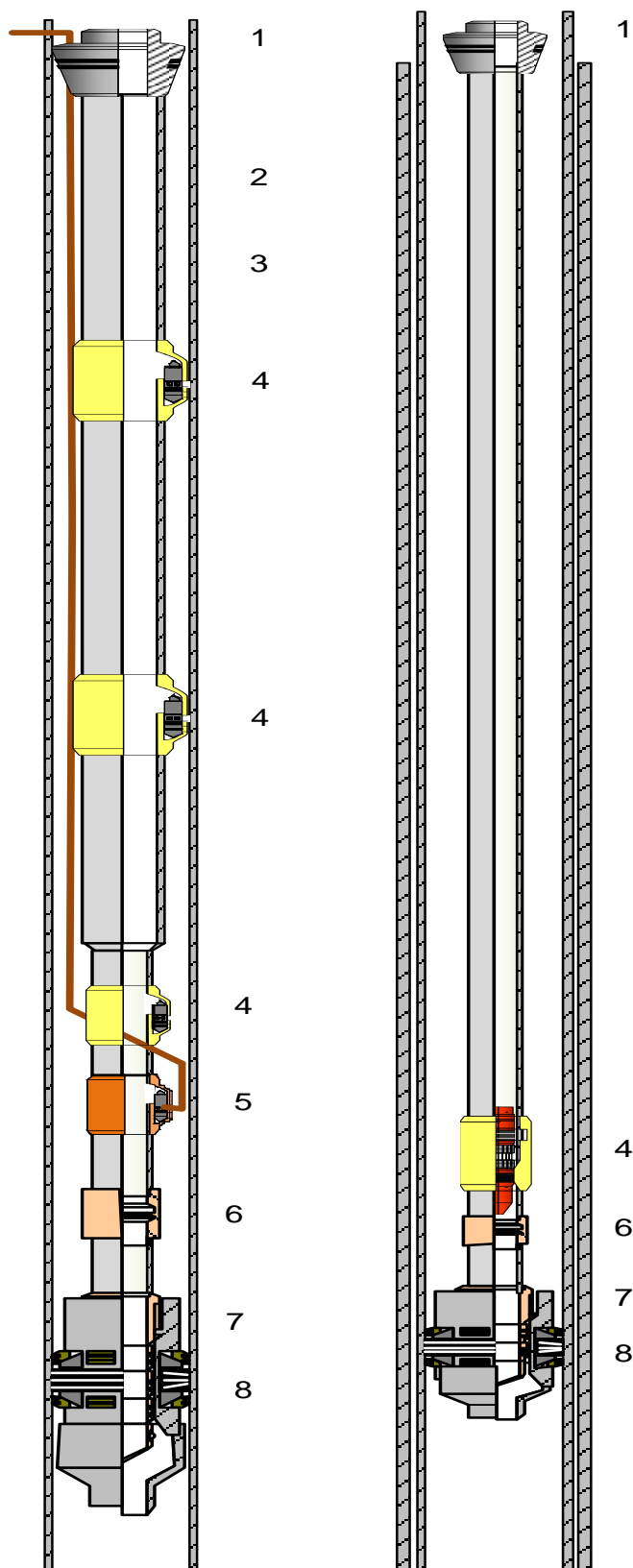
5.4.1.2. Opremanje do ušća bušotine

Opremanje bušotina koje rade sustavom plinskog podizanja također se može podijeliti u dva tipa (slika 5-5.):

- a) Opremanje uz korištenje bočnih vretena, gdje ne postoje ograničenja vezana za unutarnji promjer tubinga. To se odnosi na bušotine koje imaju ugrađeni liner u području ležišta. Inhibiranje se može vršiti na dnu bušotine pomoću dubinskog injekcijskog ventila ili utiskivanjem u struju plina za plinsko podizanje;

- b) Opremanje uz korištenje centralnog vretena, gdje postoji ograničenje unutarnjeg promjera. To se odnosi na bušotine koje trebaju biti dozacijevljene do ušća bušotine. Inhibiranje se može vršiti utiskivanjem inhibitora u struju plina ili će se ugraditi plastificirani tubing.

Oprema s hermetičnom postojećom eksploatacijskom kolonom se sastoji od vješalice tubinga (1), zaštitnih cijevi (2), tubinga (3), ventila za plinski lift (4), bočnog vretena s ventilom za doziranje aditiva (5), prijelaza za odlaganje (6), brtvenog sklopa (7) i proizvodnog pakera (8). Oprema s nehermetičnom postojećom eksploatacijskom kolonom se sastoji od vješalice tubinga (1), ventila za plinski lift (4), prijelaza za odlaganje (6), brtvenog sklopa (7) i proizvodnog pakera (8).



Slika 5-5. Tipska oprema u području od proizvodnog paker do ušća s hermetičnom (lijevo) i nehermetičnom (desno) postojećom eksploatacijskom kolonom zaštitnih cijevi za bušotine s plinskim podizanjem (INA d.d., 2017 b)

5.4.1.3. Opremanje ušća bušotine

Ušće bušotine mora proći adaptaciju zbog prolaza voda za injektiranje. Za prvi slučaj s ugrađenim linerom postojeća tubing prirubnica, zasuni i erupcijski uređaj s križnim komadom i zasunima mogu se i dalje koristiti, a potrebna je nova vješalica tubinga s uvodnikom za kontrolni vod 6,35 mm ($\frac{1}{4}$ ") u svrhu inhibicije i nova pokrovna prirubnica s istim uvodnikom. Za drugi slučaj dozacijevljenja do ušća postojeća tubing prirubnica, zasun i postojeći erupcijski uređaj s križnim komadom i zasunima se mogu i dalje koristiti. Potrebno je ugraditi novu vješalicu zaštitnih cijevi i vješalicu tubinga s uvodnikom za kontrolni vod odgovarajućih dimenzija, novu prirubnicu (eng. *adapter spool*), dva nova zasuna i pokrovnu prirubnicu s uvodnikom (INA d.d., 2017 b).

6. ZAKLJUČAK

Projekt „EOR Ivanić“ kao prvi takve vrste u Republici Hrvatskoj, primjer je tercijarne proizvodnje ugljikovodika S ukupnim planiranim povećanjem iscrpka od 4,69% (engl. *incremental recovery*), INA d.d. očekuje znatnu ekonomsku dobit od projekta. Kako bi se to u potpunosti ostvarilo, potrebne su određene preinake u proizvodnom opremanju bušotina koje su navedene u ovom radu.

Uvjeti visoke korozivnosti, visok udio vode, otopljenog plina i minerala u proizvodnom fluidu uzrokuju velik broj remontnih radova, što dovodi do zaustavljanja proizvodnje i financijskih gubitaka. Da bi se to spriječilo potrebno je optimirati sustav podizanja fluida na polju Ivanić. To se u prvom redu odnosi na opremanje samih bušotina u području ležišta, kao i od ležišta do ušća. Također, potrebna je promjena načina podizanja fluida na određenim bušotinama koje ne zadovoljavaju uvjete potrebne za trenutno ugrađene usadne sisaljke s klipnim šipkama. Na kraju, potrebno je poboljšanje i usklađivanje sustava za utiskivanje inhibitora korozije. Preporučene prilagodbe su navedene u radu i za očekivati je da će se razmotriti u bliskoj budućnosti.

S obzirom na malu iscrpljenost pojedinih starih naftnih polja u Republici Hrvatskoj, složene zakonske regulative koje se odnose na dobivanje novih koncesija te dostupnost izvora ugljikovog dioksida, za očekivati je da će se primjena EOR metoda u budućnosti nastaviti. Kako bi novi projekti bili uspješniji, potrebno je usvojiti i primijeniti saznanja dobivena tijekom postojećeg projekta EOR Ivanić, vezana za opremanje proizvodnih bušotina i sustava podizanja fluida u cijelosti. Na temelju toga, na novim projektima se treba primijeniti selektivno (višezonsko) opremanje utisnih bušotina, odabrati materijale otpornije na koroziju i prikladnije metode podizanja kapljevine uz ostale preinake.

7. LITERATURA

1. AMANI, M., HJEIJ, D. 2015., A Comprehensive Review of Corrosion and its Inhibition in the Oil and Gas Industry. Society of Petroleum Engineers. 10.2118/175337-MS
2. BRONDEL, D., EDWARDS, R., HAYMAN, A., HILL, D., MEHTA, S., SEMERAD, T., 1994., Corrosion in the Oil Industry. *Oilfield Review* 6 (2): 4-18
3. ČIKEŠ, M., 2015., *Proizvodno inženjerstvo nafte i plina*, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb
4. DE WAARD, C., LOTZ, U., 1993., Prediction of CO₂ Corrosion of Carbon Steel. U: *Corrosion-National Association of Corrosion Engineers annual conference- NACE*
5. GORIČNIK, B., 2001., *Possible Revitalization of Mature Oilfields in Croatia - CO₂ Process Assessment from Laboratory Data*, International Oil and Gas Conference, Zadar
6. INA d.d., 2001., *Predinvesticijska EOR studija za projekt pokusnog istiskivanja nafte ugljikovim dioksidom na polju „Ivanić“*, Zagreb
7. INA d.d., 2003., *Dopunski rudarski projekt pokusnog istiskivanja nafte ugljikovim dioksidom na eksploatacijskom polju „Ivanić“*, Sektor za istraživanje i proizvodnju nafte i plina, Zagreb
8. INA d.d., 2013., *Pojednostavljeni rudarski projekt kapitalnog remonta opreme bušotine Iva-46*, Sektor za geologiju i inženjering, Zagreb
9. INA d.d., 2015., *Program izvođenja rudarskih radova kapitalnog remonta opreme bušotine Iva-30 na eksploatacijskom polju „Ivanić“*, Sektor za geologiju i inženjering, Zagreb
10. INA d.d., 2015., *Program izvođenja rudarskih radova kapitalnog remonta opreme bušotine Iva-32 na eksploatacijskom polju „Ivanić“*, Sektor za geologiju i inženjering, Zagreb
11. INA d.d., 2017. a, *Studija EOR 3, Drilling and completion*, Zagreb
12. INA d.d., 2017. b, *Studija optimizacije sustava podizanja fluida na naftnom polju Ivanić*, Zagreb
13. JARELL, M. P., FOX, E.F., STEIN, H.M., WEBB, L.S., 2002., *Practical aspects of CO₂ flooding*, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, 1-12
14. JONES, L. W. 1988. *Corrosion and water technology for petroleum producers, second edition*, Tulsa, Oklahoma: Oil & Gas Consultants Intl.

15. KERMANI, M. B., MARTIN, J. W., ESAKLUK, K. 2006., U: *NACE Corrosion*, San Diego, California, 12-16 March, NACE-06121.
16. MATANOVIĆ, D., MOSLAVAC, B., 2011., *Opremanje i održavanje bušotina*, Rudarsko-geološko-naftni fakultet, Zagreb

internet izvori:

1. INA d.d., 2018. Istraživanje i proizvodnja nafte i plina, EOR projekt, URL: <https://www.ina.hr/o-kompaniji/temeljne-djelatnosti/istrazivanje-i-proizvodnja-nafte-i-plina/eor-projekt/4495> (18.1.2018.)
2. Envirofluid, 2014. a, Case studies, How to remove limescale from pumps and pipes, URL: <https://envirofluid.com/case-studies/how-to/how-to-remove-limescale-pumps-pipes> (12.8.2017.)
3. Envirofluid, 2014. b, Removing paraffin wax build-up from oil wells, URL: <https://envirofluid.com/info-library/remove-paraffin-oil-well> (12.8.2017)
4. US Department of energy, 2017. Enhanced oil recovery, URL: <https://energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/enhanced-oil-recovery> (5.2.2018.)
5. Pursanova, 2016. Pitting corrosion, URL: http://pursanova.com/pitting_corrosion (8.8.2017.)

IZJAVA

Izjavljujem da sam ovaj rad izradio samostalno, na temelju znanja stečenih na Rudarsko-geološko-naftnom fakultetu, služeći se navedenom literaturom.

Duje Bakarić